

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ПЕТРОКАЗАХСТАН КУМКОЛЬ РЕСОРСИЗ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «САУТС-ОЙЛ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОРТИМУМ»**

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
К «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУХАРСАЙ»**

**Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «ОРТИМУМ»**



Б.К.Курманов

**г. Актау
2021 г**

СОДЕРЖАНИЕ

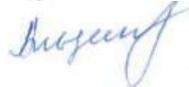
1 ВВЕДЕНИЕ.....	6
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	8
3 ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	
11	
3.1 Природно-климатическая характеристика района.....	11
3.2 Атмосферный воздух. Современное состояние атмосферного воздуха.	15
3.3 Гидрографическая характеристика	17
3.4.1 Современное состояние подземных вод	18
3.5 Характеристика геологического строения месторождения	21
3.5.1 Литолого-стратиграфическая характеристика	22
3.5.2 Тектоника.....	24
3.5.3 Нефтеносность	26
3.5.4 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	29
3.5.4.1 Характеристика коллекторов по керну и ГИС	30
3.5.5 Свойства и состав нефти, газа и воды	33
3.5.5.1 Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях	33
3.5.5.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти	34
3.5.5.3 Состав и свойства растворенного газа	38
3.5.5.4 Характеристика водоносных горизонтов	40
3.5.6 Физико-гидродинамическая характеристика	43
3.5.7 Запасы нефти и растворенного газа	48
3.6 Почвы	51
3.6.1 Современное состояние почвенного покрова.....	58
3.7 Животный мир.....	60
3.8 Растительность	70
4 СОЦИАЛЬНО ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ.....	72
4.1 Социально-экономическое положение	72
4.2 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории	76
4.3 Памятники истории и культуры	77
5 ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ.....	79
5.1 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	79
5.2 Технологические показатели вариантов разработки	81
5.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	99
5.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промышленных объектов	102
5.3 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин	106
5.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	114
5.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	116
5.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.....	119
6 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.....	120
6.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	120
6.2 Расчет выбросов загрязняющих веществ.....	137
6.3 Возможные залповые и аварийные выбросы	151
6.4 Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	151
6.5 Организация контроля за выбросами	154
6.6 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	155
6.7 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)	155
6.8 Оценка воздействия на атмосферный воздух	156
7 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ. ВОДОПОТРЕБЛЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ	159

7.1	Характеристика источников воздействия на поверхностные и подземные воды	159
7.2	Водопотребление	160
7.3	Водоотведение.....	164
7.4	Мероприятия по охране подземных вод	165
7.5	Оценка возвоздействия на подземные воды.....	166
8 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ. ОТХОДЫ.....		170
8.1	Основные источники воздействия на почвенный покров	170
8.2	Отходы	170
8.3	Система управления отходами на предприятии.....	182
8.4	Мероприятия по охране почвенного покрова	191
8.5	Рекультивация	192
8.6	Оценка воздействия на почвенный покров проектируемых работ.....	192
9 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ		196
9.1	Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....	199
10 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ МИР ...		201
10.1	Основные источники воздействия на растительный покров	201
10.2	Мероприятия по охране растительного мира	201
10.3	Оценка воздействия на растительность	201
11 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР		204
11.1	Мероприятия по охране животного мира	205
12 ВОЗМОЖНОЕ ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ. ШУМ. ВИБРАЦИЯ. СВЕТ		206
12.1	Шумы.....	206
12.2	Вибрация.....	212
12.3	Тепловое излучение	214
12.4	Электромагнитное излучение	216
13 РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ		222
13.1	Мероприятия по снижению радиационного риска	224
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ		225
14.1	Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	225
14.2	Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	227
14.3	Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений.....	229
14.4	Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду.....	233
15 РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ		238
15.1	Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	238
15.2	Расчет платы за размещение отходов	238
16 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА.....		239
16.1	Методика оценки степени экологического риска аварийных ситуаций	240
16.2	Анализ возможных аварийных ситуаций	241
16.3	Оценка риска аварийных ситуаций	242
16.4	Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	244
16.5	Мероприятия по снижению экологического риска.....	246
17 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА		248
18 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ		254

19	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	255
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	256
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ	257
	ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	300
	ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ.....	329

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель службы ООС

Пушинка Т.Г.

Старший специалист службы ООС

Альдешева Д.Р.

1 ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Бухарсай» разработан на основании договора между АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», ТОО «Саутс-Ойл» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

Проект выполнен ТОО «Проектный институт «OPTIMUM», Государственная лицензия на природоохранное проектирование РК 01678Р № 14009881 от 12.07.2014 года.

В проекте представлены материалы по предварительной оценке воздействия на окружающую среду, в которой определяются и оцениваются возможные экологические и социально-экономические последствия реализации намечаемых работ, а также мероприятия по предотвращению и ограничению воздействия на компоненты окружающей среды.

Основанием для разработки настоящего проекта являются:

1. Договор на разработку «Отчета о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Бухарсай»;
2. *«Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности»* РГУ Департамента экологии по Кызылординской области, KZ67VWF00053078 от 19.11.2021;
3. «Проект разработки месторождения Бухарсай».

В процессе работы по проекту была изучена доступная фондовая и изданная литература по: состоянию компонентов ОС в районе месторождения; метеоклиматические характеристики и социально-экономические характеристики и пр.

Все собранные данные были обобщены и систематизированы. По собранным материалам был сделан анализ параметров существующего состояния различных компонентов ОС.

При разработке отчёта о возможных воздействиях были учтены выводы *«Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду»* РГУ Департамента экологии по Кызылординской области, KZ67VWF00053078 от 19.11.2021.

Основная цель данной работы является – возможная оценка всех факторов возможного воздействия на компоненты окружающей среды (ОС), прогноз изменения качества ОС при реализации проекта с учетом исходного ее состояния, выработка рекомендаций по снижению или ликвидации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

В настоящей работе охвачены и освещены основные разделы:

-
- ✓ Общие сведения о территории;
 - ✓ Характеристика и оценка современного состояния окружающей природной среды;
 - ✓ Характеристика и оценка современного состояния социально-экономической сферы;
 - ✓ Анализ производственной деятельности для установления видов и интенсивности воздействия на объекты природной среды, территориального распределения источников воздействия;
 - ✓ Оценка воздействия на окружающую среду при возможных аварийных ситуациях;
 - ✓ Природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду.

Проект разработан в соответствии с действующими нормами и правилами в Республике Казахстан:

- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Инструкция по организации и проведению экологической оценки».

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Бухарсай находится в пределах контрактной территории, недропользователями которой являются *АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» (северная часть месторождения)* и *ТОО «Саутс-Ойл» (южная часть месторождения)*.

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» проводит поисково-разведочные работы на месторождении Бухарсай на основании Контракта №1928, выданного 27.12.2005 г. на проведение разведки углеводородного сырья на контрактной территории на блоках XXVI-37, 38, 39А (частично), 39В (частично), 39D, 39Е; XXVII-37, 38, 39, расположенных в Карагандинской области Республики Казахстан.

В 2011 г. утверждён «Проект поисковых работ на контрактной территории №1928 на разведку УВС до 27.12.2011 г.». В 2012 г. и 2013 г. в рамках «Дополнения к проектам поисковых работ на структуре Бухарсай» были пробурены скважины №1 и №2, опробование которых не дало результатов. В 2017 г. на ранее неохваченных территориях были проведены сейсморазведочные работы 3D в объёме 100 км².

Месторождение Бухарсай открыто в сентябре 2017 г., когда в рамках «Проекта оценочных работ месторождения Северный Карабулак на Контрактной территории №1928 на период 2016-2018 гг.» была пробурена скважина Бухарсай-3, при опробовании которой из нижнеокомских отложений были получены притоки нефти.

В 2019 г. был составлен «Оперативный подсчёт запасов нефти и газа месторождения Бухарсай по состоянию изученности на 01.07.2019 г.». В соответствии с новыми подсчитанными запасами УВС в 2020 г. был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Бухарсай».

В 2020 г. был выполнен «Оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа по месторождению Бухарсай» по состоянию на 01.07.2019 г. (Протокол №2149-20-П от 21.01.2020 г.). По результатам бурения запасы нефти и растворённого газа посчитаны по двум залежам М-II и PZ.

По состоянию на 01.01.2020 г. пробуренный фонд скважин месторождения Бухарсай составляет 10 ед. Из них в опробовании 1 скважина (Бух-11), в наблюдательном фонде 5 скважин (Бух-2, Бух-3, Бух-5, Бух-6, Бух-7), ликвидированы 4 скважины (Бух-1, Бух-4, Бух-8, Бух-9).

В административном отношении месторождение Бухарсай расположено в Улытауском районе Карагандинской области Республики Казахстан.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Тургайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба в пределах

контрактных территорий АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (северная часть месторождения Бухарсай) и ТОО «Саутс-Ойл» (южная часть месторождения Бухарсай).

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 225 км), г. Жезказган (к северо-востоку 260 км), ж.-д.станция Жосалы (к юго-западу 150 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 90 км).

В непосредственной близости от месторождения Бухарсай (в 2,8км к юго-востоку) расположено месторождение Юго-Западный Карабулак. Между собой эти месторождения связаны грейдерными дорогами.

На юго-западном направлении от месторождения есть выход на экспортный маршрут по железной дороге через ст. Жосалы, где имеются два независимых нефтеналивных терминала.

Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожным терминалом на станции Жосалы соединяет также нефтепровод Кумколь – Жосалы, протяженностью 176 км.

Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит в 60км к северо-востоку.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-АтасуАлашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Обзорная карта расположения месторождения Бухарсай представлена на рисунке 2.1.

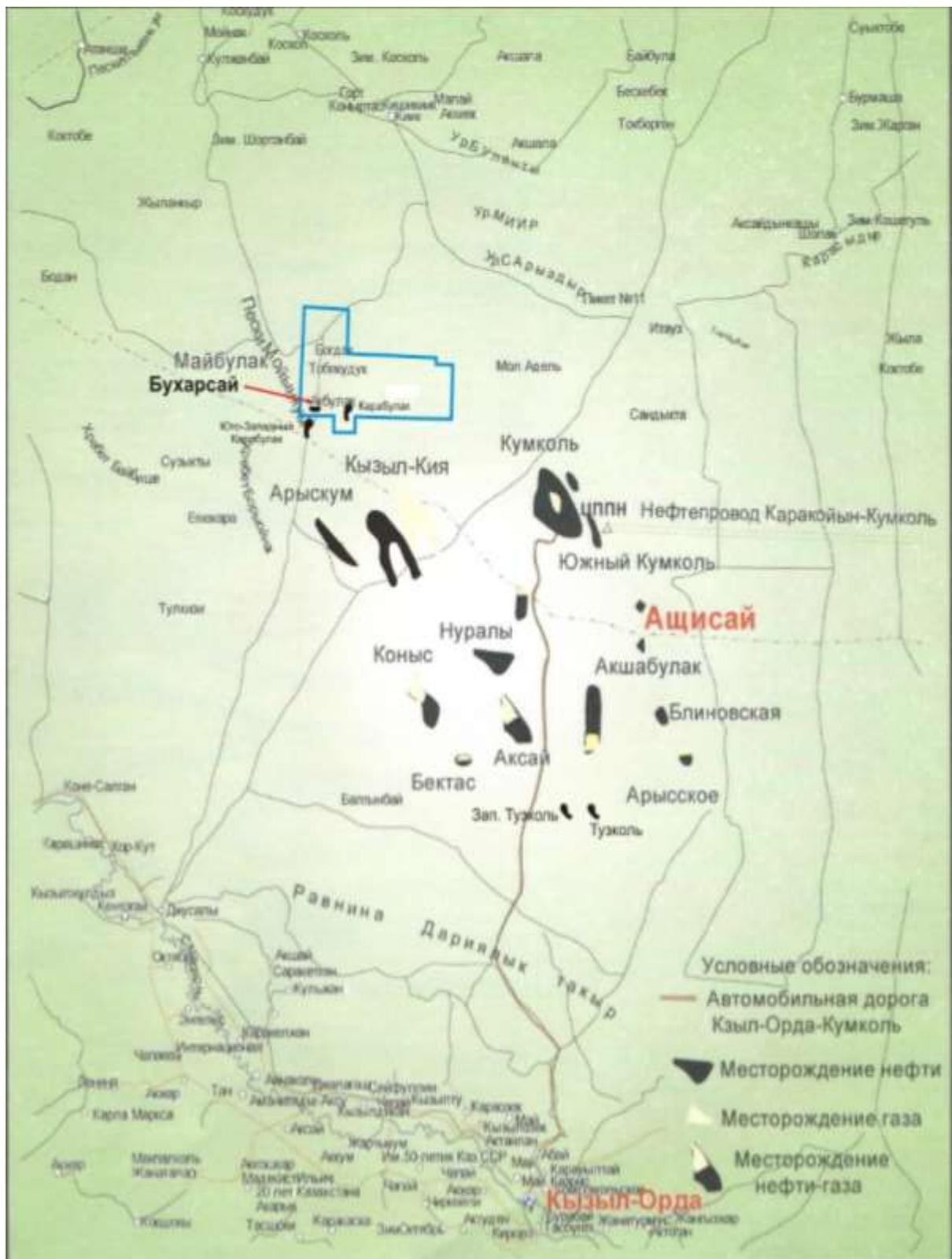


Рисунок 2.1 – Обзорная карта расположения месторождения Бухарсай

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

3.1 Природно-климатическая характеристика района

Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6°С (табл. 3.1.1), а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42°С (табл. 3.1.2). Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16°С. Зимой температура имеет отрицательное значение, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,8 до -13,8°С (табл. 3.1.1), а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от -27 до -29°С (табл. 3.1.3). Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76°С, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6°С.

Таблица 3.1.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	-13,8	-12,8	-4,5	9,1	18,4	24,2	26,8	24,5	17,2	7,5	-2,2	-9,8	7,0
Джусалы	-11,5	-9,7	-1,1	10,5	19,1	24,8	27,3	24,9	17,8	8,2	-1,2	-8,2	8,4
Злиха	-10,7	-9,6	-0,7	10,5	18,9	24,8	27,6	25,0	17,7	8,3	-0,8	-8,2	8,6

Таблица 3.1.2 – Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха, °С

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	0	2	12	27	34	38	40	38	32	24	13	2	40
Джусалы	3	6	18	29	35	39	41	38	34	27	15	5	42
Злиха	3	6	18	30	35	39	41	40	35	28	16	6	42

Таблица 3.1.3 – Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха, °С

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	-29	-29	-23	-5	3	9	13	11	2	-7	-18	-25	-32
Джусалы	-28	-27	-19	-4	2	9	13	10	2	-6	-17	-23	-30
Злиха	-27	-26	-20	-4	3	8	12	9	1	-7	-17	-25	-32

Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября (табл. 3.1.4), что составляет 226-239 дней в году.

Таблица 3.1.4 – Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы

Наименование	Температура					
	-15	-10	-5	0	5	10
Станции						
Саксаульская		1/III	16/III	25/III	5-IV	17/IV
		15/XII	25/XI	7/XI	23/X	8/X
		288	253	226	200	173
Джусалы		14/II	6/III	19/III	30/III	13/IV
		24/XII	29/XI	10/XI	25/X	10/X

Характеристика современного состояния окружающей среды

Наименование	Температура					
		312	267	235	206	179
Злиха		14/II	4/III	17/III	31/III	12/IV
		29/XII	28/XI	12/XI	27/X	10/X
		317	268	239	209	180

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах. Относительная влажность < 30% и более 80% считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72-86% (табл. 3.1.5) и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%. Следовательно, 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.

Таблица 3.1.5 – Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха, °С

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	82	80	78	54	40	34	34	35	41	57	74	80	57
Джусалы	83	80	74	52	40	34	33	34	40	56	72	80	56
Злиха	86	83	76	51	38	31	28	30	34	52	72	81	55

Ветровой режим. Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления (табл. 3.1.6). Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления. Более наглядное представление о характеристике распределения ветра по румбам дает роза ветров, представленная на рисунке 3.1. Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Джусалы, Злиха, расположенных в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек (табл. 3.1.7). В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (табл. 3.1.8), а в холодный - метели (табл. 3.1.9). Как видно из таблицы 3.1.10, очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха 49 дней, Джусалы - 45 и Саксаульская - 6 дней в году.

Таблица 3.1.6 – Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей (%)

Наименование станций	Направление ветра								
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Саксаульская	25	11	15	6	6	13	12	12	16
Джусалы	11	32	15	5	5	10	11	11	6
Злиха	10	22	31	6	4	8	11	8	15

Таблица 3.1.7 – Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/сек)

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	3,3	3,8	3,9	3,8	3,6	3,7	3,6	3,3	3,1	3,4	3,2	3,3	3,5
Джусалы	5,7	6,5	6,1	5,6	5,5	5,4	5,0	4,7	4,7	4,6	5,1	5,6	5,5
Злиха	5,9	5,9	5,9	5,3	4,2	4,3	3,8	3,7	3,7	3,9	4,5	5,3	4,7

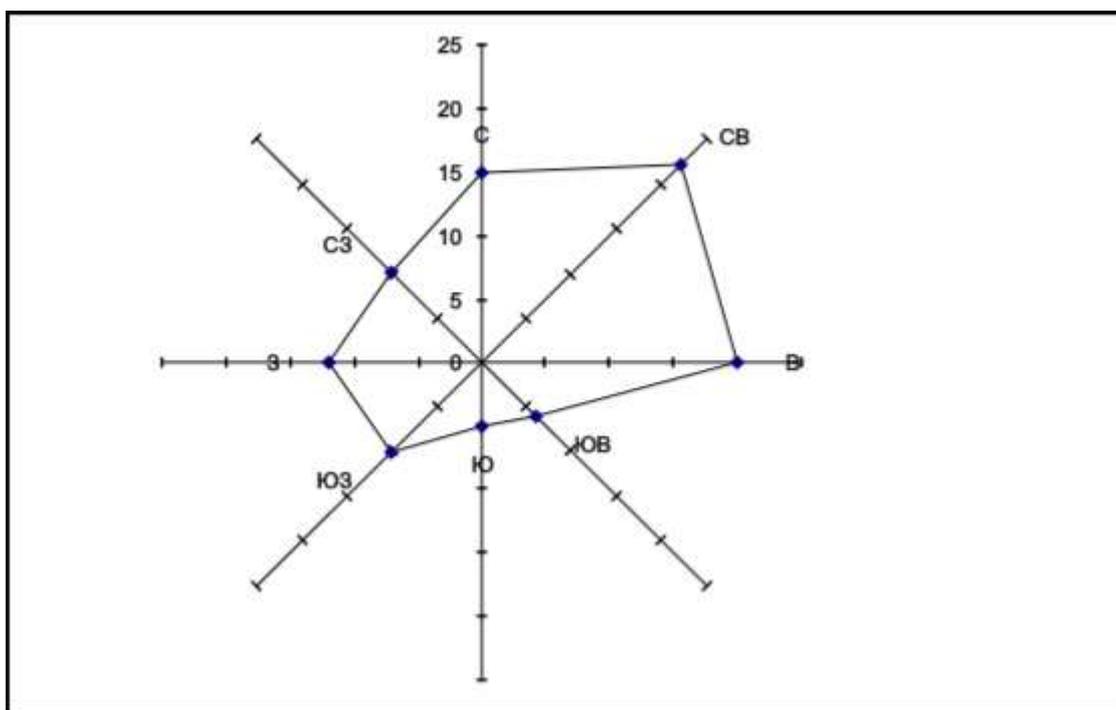


Рисунок 5.1. Годовая роза ветров

Таблица 3.1.8 – Число дней с пыльной бурей

Наименование станции	МЕСЯЦЫ, ГОД												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	0,1	0,2	0,2	0,3	0,9	1,3	2,1	1,7	1,1	0,7	0,3	0,1	9,0
Джусалы	0,6	0,8	1,9	4,7	4,7	3,6	3,3	2,6	2,6	2,6	1,8	0,7	28,3
Злиха	0,3	0,1	0,8	1,5	1,2	1,8	1,5	3,0	3,8	2,7	0,7	0,4	17,8

Таблица 3.1.9 – Среднее число дней с метелью

Наименование станции	МЕСЯЦЫ, ГОД												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	8	3	3	2	0,1	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	10
Джусалы	9	2	2	0,9	0,07	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	6
Злиха	10	5	3	1	0,1	-	-	-	-	-	0,3	2	11

Таблица 3.1.10 – Среднее число дней с сильным ветром (>15 м/сек)

Наименование станции	МЕСЯЦЫ, ГОД												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	0,5	0,4	1,0	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,4	0,3	0,3	6
Джусалы	3,6	3,8	4,9	6,2	4,7	3,6	3,6	3,2	2,9	3,0	2,9	2,3	45
Злиха	4,8	5,4	5,4	4,9	4,1	2,9	3,9	2,8	3,6	3,4	2,8	4,9	49

Атмосферные осадки. Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Характеристика современного состояния окружающей среды

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (табл. 3.1.11). Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, мало доступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Таблица 3.1.11 – Среднее многолетнее количество осадков

Наименование станции	МЕСЯЦЫ, ГОД												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	10	10	15	13	10	13	12	10	8	12	12	12	137
Джусалы	14	16	18	15	11	8	6	5	6	9	10	18	136
Злиха	17	19	18	18	14	7	5	4	5	19	12	17	130

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года (табл. 3.1.12, 3.1.13). Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество солнечной радиации, поступающей зимой на подстилающую поверхность, почти полностью отражается.

Как видно из таблицы 3.1.14, дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дней, а на станциях Джусалы - 61 день, Злиха - 81 день.

Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, а сходит во второй декаде марта.

В холодный период наблюдаются туманы (табл. 3.1.15), в среднем их бывает 1827 дней в году.

Таблица 3.1.12 – Среднее число дней с грозой

Наименование станции	МЕСЯЦЫ, ГОД												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	-	-	0,07	0,2	1	2	3	1	0,4	0,07	-	-	8
Джусалы	-	-	0,1	0,6	1	2	2	1	0,5	0,1	-	-	7
Злиха	-	-	0,3	0,5	2	3	3	1	0,1	0,07	-	-	10

Таблица 3.1.13 – Среднее число дней с градом

Характеристика современного состояния окружающей среды

Наименование станции	МЕСЯЦЫ, ГОД												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	-	-	0,05	0,08	0,05	0,08	0,06	0,06	0,03	0,05	-	-	0,5
Джусалы	0,02	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	-	0,02	-	-	-	0,3
Злиха	-	-	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	0,02	-	-	-	0,5

Таблица 3.1.14 – Даты появления и схода снежного покрова (средняя)

Наименование станции	Число дней со снежным покровом	Дата появления	Дата разрушения
Саксаульская	92	26/XI	12/III
Джусалы	61	25/XI	23/II
Злиха	81	25/XI	5/III

Таблица 3.1.15 – Среднее число дней с туманом

Наименование станции	МЕСЯЦЫ, ГОД												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
Саксаульская	4	4	3	0,6	0,03	-	-	-	0,1	0,4	2	5	19
Джусалы	7	5	3	0,7	0,03	-	-	0,07	0,2	0,8	3	7	27
Злиха	5	3	2	0,3	-	-	-	-	-	0,4	2	6	18

3.2 Атмосферный воздух. Современное состояние атмосферного воздуха.

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (Северная часть)

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха северной части месторождения Бухарсай использовались мониторинговые данные «Отчета по результатам производственного экологического мониторинга на месторождении Карагандинский блок (контрактная территория 1928) АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» за I квартал 2021 г.» ТОО «Цитрин».

Для оценки фактического состояния атмосферного воздуха северной части месторождения Бухарсай отбор проб атмосферного воздуха для качественного и количественного анализа был проведен на 4 точках наблюдения: восток, юг, запад, север.

Для оценки фактического состояния атмосферного воздуха произведен отбор проб на содержание следующих ингредиентов: *формальдегид, сероводород, углерода оксид, сажа, азота оксид, азота диоксид, серы диоксид, алканы C12-C19.*

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 №168.

Результаты исследования концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на точках наблюдения северной части месторождения Бухарсай на контрактной территории АО «ПКР» за I квартал 2021 года представлены в рисунке 3.2.1.

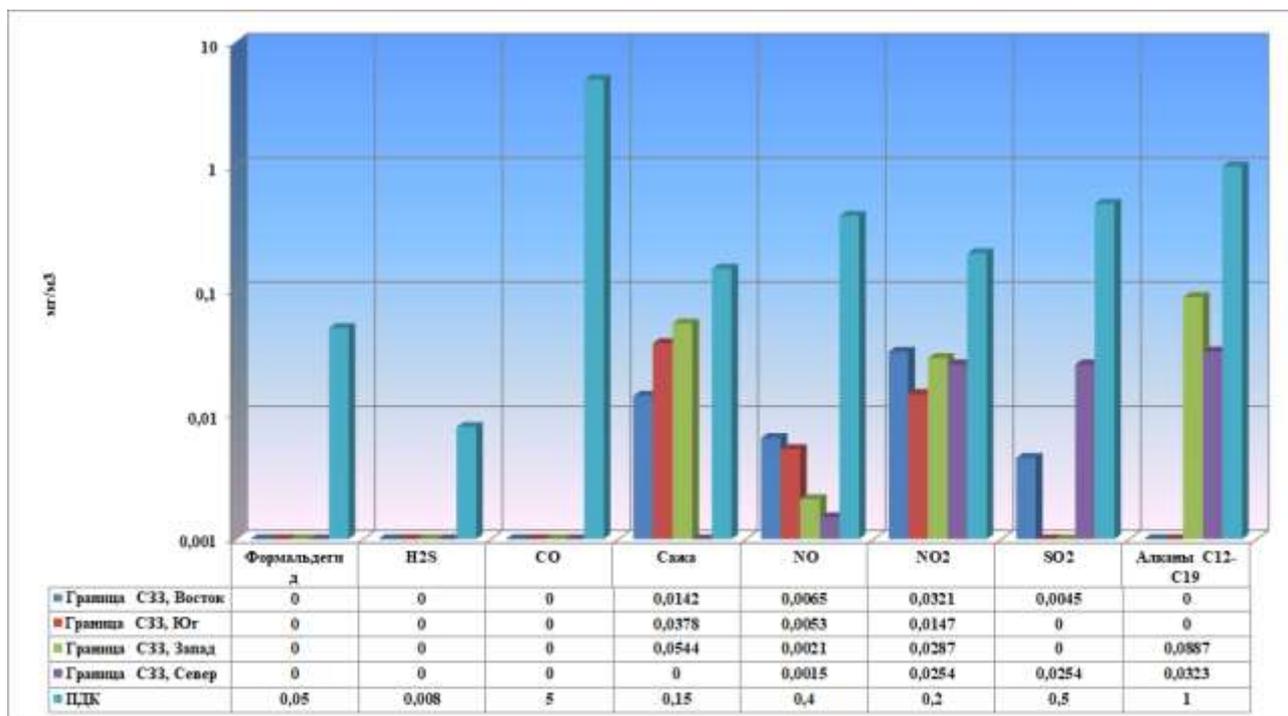


Рисунок 3.2.1 - Концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на точках наблюдения северной части месторождения Бухарсай (АО ПККР) на контрактной территории АО «ПККР» за I квартал 2021

Таким образом, санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха на контрактной территории АО «ПККР» северной части месторождения Бухарсай в I квартал 2021 года показала, что в атмосферном воздухе на точках наблюдения максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.) ни по одному из определяемых ингредиентов.

ТОО «САУТС-ОЙЛ» (Южная часть)

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на лицензионной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ», южной части месторождения Бухарсай использовались данные «Отчета по результатам производственного экологического контроля на месторождениях Кенлык, Восточный Акшабулак, Юго-Западный Карабулак, Есжан, Актау ТОО «САУТС-ОЙЛ» за I квартал 2021 года, ТОО «Цитрин», по близко расположенному (около 5 км) месторождению Юго-Западный Карабулак.

Для оценки фактического состояния атмосферного воздуха отбор проб атмосферного воздуха для качественного и количественного анализа был проведен на 4 точках наблюдения.

Для оценки фактического состояния атмосферного воздуха произведен отбор проб на содержание следующих ингредиентов: *азота оксид, азота диоксид, сероводород, сажа, серы диоксид, углеводороды, толуол, ксилол, этилбензол, бензол.*

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 №168.

Результаты исследования концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на точках наблюдения месторождения Юго-Западный Карабулак на контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» за I квартал 2021 года представлены в рисунке 3.2.2.

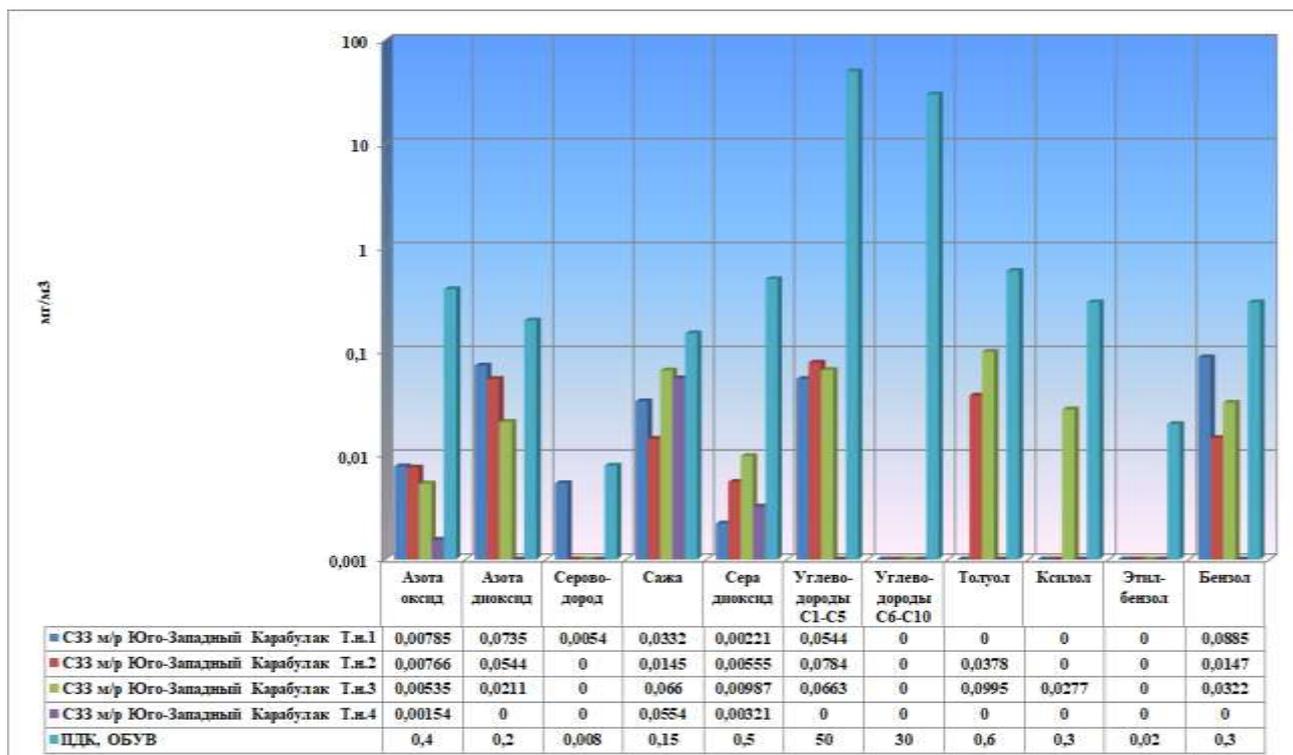


Рисунок 3.2.2 - Концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на точках наблюдения на контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» за I квартал 2021

Таким образом, санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха на контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» в I квартал 2021 года показала, что в атмосферном воздухе на точках наблюдения максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДК_{м.р.}) ни по одному из определяемых ингредиентов.

3.3 Гидрографическая характеристика

Поверхностные воды.

На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

Гидрографическую сеть региона дополняют временные водотоки пустынных пространств и сеть озер, многие из которых летом полностью пересыхают.

В пределах рассматриваемого региона насчитывается более ста озер, большинство из которых приходится на пойменную часть р. Сырдарьи. Заполняются они, обычно, разливом реки при максимальных уровнях во время весеннего ледохода, поэтому, как правило, к осени озера с малой зеркальной площадью пересыхают или сильно мелеют. Телекольская система озер и около десяти озер, расположенных вблизи Аральского моря, горькосолёные, все остальные озера - пресноводные.

Подземные воды.

Описываемая территория входит в состав Тургайской системы артезианских бассейнов.

В пределах рассматриваемого района выделены следующие водоносные горизонты:

- Подземные воды спорадического распространения верхнечетвертичных аллювиальных отложений;
- Воды спорадического распространения верхнеплиоценовых отложений;
- Водоносный горизонт сенонских отложений (коньяк-кампанских);
- Водоносный горизонт туронских отложений;
- Водоносный горизонт сеноманских отложений;
- Водоносный горизонт альбских отложений.

3.4.1 Современное состояние подземных вод

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (Северная часть)

Для характеристики современного состояния подземных вод на лицензионной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» Северной части месторождения Бухарсай использовались мониторинговые данные «Отчета по результатам производственного экологического мониторинга на месторождениях Кызылкия, Арысқум, Майбулак и Карагандинского блока АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» за IV квартал 2020 г.».

Исследования проводились на близко расположенном месторождении Кумколь специалистами аккредитованной испытательной лаборатории ТОО «Цитрин» привлеченной на договорной основе.

Производственный экологический мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения на территории месторождений АО «ПККР» предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования. Результаты мониторинга позволяют своевременно выявить и провести оценку происходящих

изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз».

Исходя из требований нормативных документов мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения включает:

- ✚ операционный мониторинг – наблюдения за объемами забираемой и используемой предприятием свежей воды и их соответствия установленным лимитам;
- ✚ мониторинг эмиссий – наблюдения за объемами и качеством сбрасываемых сточных вод и их соответствия установленным лимитам;
- ✚ мониторинг воздействия – наблюдения за качеством поверхностных и подземных вод, при отведении сточных вод в накопители или на рельеф местности.

Контролируемые параметры: *pH, взвешенные вещества, нитриты, нитраты, хлориды, сульфаты, СПАВ, фосфаты, железо общее, жесткость, сухой остаток.*

Результаты анализа химического состава питьевой воды в IV квартале 2020 года на рисунке 3.4.1.

Характеристика современного состояния окружающей среды

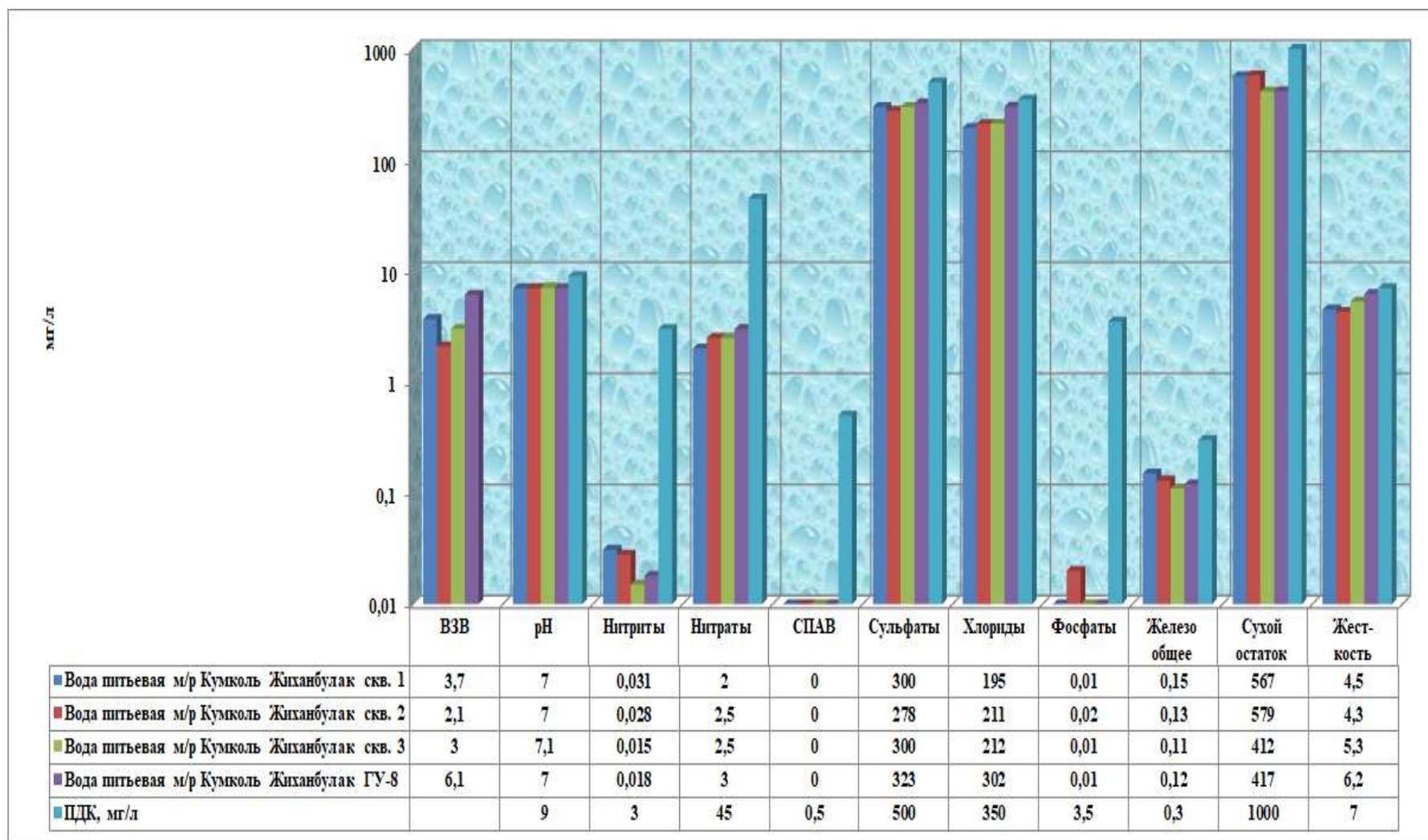


Рисунок 3.4.1 - Результаты анализа химического состава питьевой воды в Северной части месторождения Бухарсай на контрактной территории АО «ПККР» за IV квартал 2020

ТОО «САУТС-ОЙЛ» (Южная часть)

Для характеристики современного состояния подземных вод на лицензионной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ», Южной части месторождения Бухарсай использовались данные «Отчета по результатам производственного экологического контроля на месторождениях Кенлык, Восточный Акшабулак, Юго-Западный Карабулак, Есжан, Актау ТОО «САУТС-ОЙЛ» за I квартал 2021 года, ТОО «Цитрин», по близко расположенному месторождению Кенлык.

Контролируемые параметры: *азот нитритов, азот нитратов, общая жесткость, сухой остаток, хлориды, сульфаты, железо, фосфаты, СПАВ.*

Результаты анализа химического состава питьевой воды в I квартале 2021 года на рисунке 3.4.2.

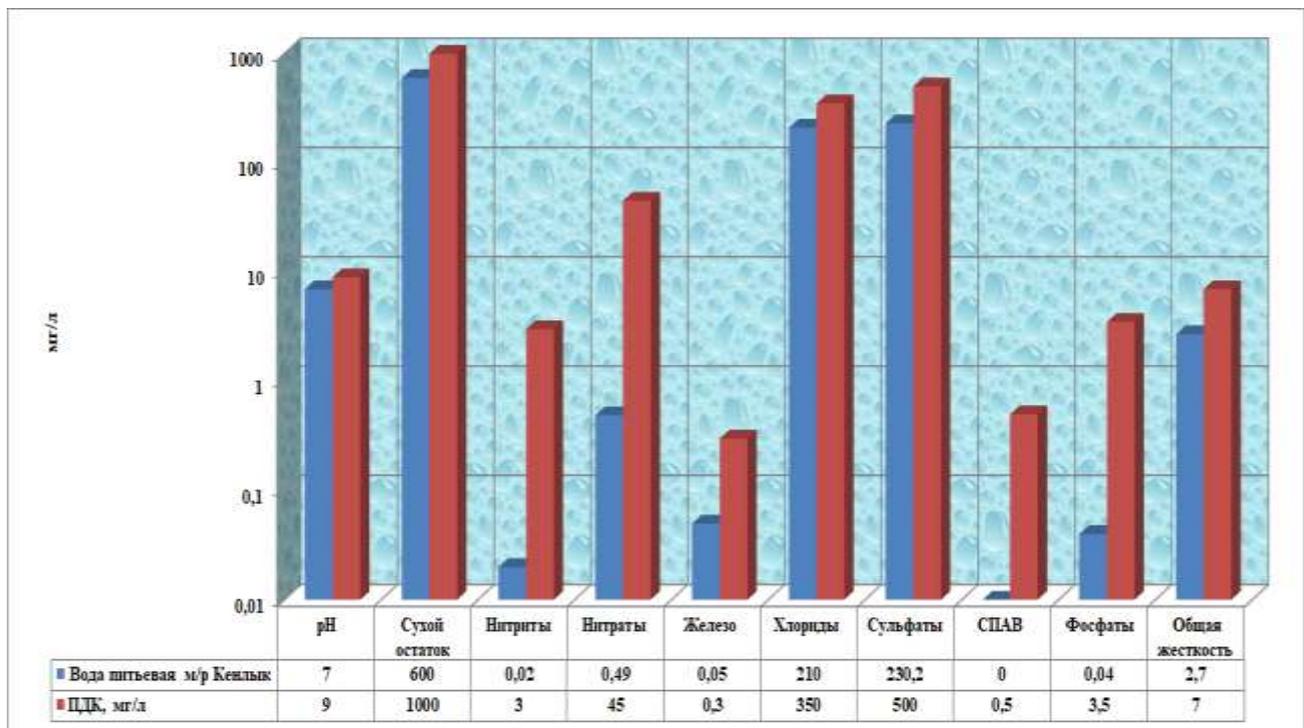


Рисунок 3.4.2 - Результаты анализа химического состава питьевой воды на контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» за I квартал 2021

3.5 Характеристика геологического строения месторождения

Поисково-разведочное бурение на площади Бухарсай начато в 2010-2012 гг. Нефтеносность месторождения Бухарсай установлена в 2013 году поисковой скважиной 2, где при опробовании получен приток нефти с водой из палеозойских отложений. Месторождение разрабатывается двумя недропользователями: в северной части компанией АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», в южной части – ТОО «Саутс Ойл».

Нефтеносность месторождения приурочена к отложениям нижнего неокома (М-0, М-П) и палеозоя (PZ).

По результатам интерпретации/переинтерпретации сейсмике 3Д и бурения 21 скважины в пределах продуктивности по состоянию на 02.01.2021 г. был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Бухарсай Карагандинской области РК». Согласно проектному документу дополнительно на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», пробурены 2 скважины: 10 – на Юго-Западном поднятии, 24 – на Южном поднятии.

В настоящее время месторождение находится в простое.

3.5.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Бухарсай пробуренными скважинами вскрыты отложения каменноугольной (нижне-средний карбон), юрской (J_3), меловой (K_1, K_2), палеогеновой (P) и четвертичных систем (Q). Максимальная вскрытая глубина 1822 м в скважине 12.

Палеозойская группа (PZ). Нерасчлененные нижний-средний отделы каменноугольной системы (C_1-C_2). В пробуренных скважинах разрез представлен известняками темно-серыми, светло-серыми, массивными, комковатыми, в различной степени органогенными с прослоями доломитизированных известняков, доломитов, мергелей и аргиллитов. Верхние части карбонатных пород выветрелые, кавернозные, нефтенасыщенные. Вскрытая толщина изменяется от 34 (скв. 7) до 198 м (скв. 2).

Мезозойская группа (MZ). Вскрытые отложения со стратиграфическим несогласием перекрывают образования палеозойского возраста: из разреза выпадают осадочные формации ниже-среднего отделов юрской системы.

Юрская система (J). В верхнеюрских отложениях в основном, вскрыта акшабулакская свита, но в восточной более погруженной части вскрыты отложения кумкольской свиты (скв. 1 и 12).

Кумкольская свита (J_{3kt}). Верхнекумкольская подсвита ($J_3 kt_3$) сложена чередованием глин, глинистых алевролитов с песчаниками, глинистыми песчаниками. В разрезе преобладают песчаные породы. В некоторых интервалах песчаники представлены прибрежными кварцевыми разностями. Вскрытая толщина подсвиты составила 132 – 164 м (скв.1, 12).

Акшабулакская свита ($J_3 ak$) соответствует титонскому ярусу верхней юры. Отложения акшабулакской свиты вскрыты не всеми скважинами: в скважинах СК-2, 2, 3, 9, 11, 21, 22, 61, 65, 66, и 67 отложения отсутствуют. Породы сложены глинами пестроцветными (серыми, коричневыми, фиолетовыми, желтовато-серыми), аргиллитами, алевролитами с единичными маломощными прослоями песчаников. Толщина изменяется от 0 до 133 м (скв. 12).

Меловая система (К) представлена отложениями нижнего и верхнего отделов. Нижний отдел расчленяется на даульскую (неоком), карачетаускую (апт-средний альб), верхний отдел - кызылкиинскую (верхний альб-сеноман) свиты, балапанскую свиту (нижний турон) и нерасчлененные отложения верхнего турона-сенона.

Нижний отдел (К₁). Даульская свита – К₁пс₁ (К₁dl). Отложения даульской свиты стратифицируются как неокомский надгоризонт нижнего мела. Даульская свита подразделяется на арыскупский горизонт, ниже- и верхнедаульские подсвиты. Верхнедаульская подсвита выделяется в верхней части неокома и стратиграфически соответствует барремскому и готеривскому ярусам, нижедаульская подсвита и арыскупский горизонт – валанжинскому ярусу.

Нижедаульская подсвита (К₁пс₁) расчленена на два горизонта: нижний (арыскупский) и верхний.

Арыскупский горизонт (К₁пс₁ar) является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа.

На месторождении Бухарсай базальная пачка является главным продуктивным горизонтом (М-Ш).

Арыскупский горизонт – К₁пс₁ar нижнего неокома является регионально продуктивным комплексом. Продуктивная толща сложена песчаниками и песками с прослоями глин и алевролитов, встречаются прослои гравелитов. В скважине 3 (интервал отбора керна 1430,5-1439, м) отложения арыскупского горизонта представлены аргиллитами коричневыми, песчаниками серыми слабосцементированными, с отдельными включениями мелкогалечного обломочного материала (до 4-5 см), несортированными, кремнистыми, на глинистом цементе. Толщина отложений арыскупского горизонта варьирует от 71 (скв. 11) до 94 м (скв. 12). В скважинах 2 и 9 арыскупский горизонт отсутствует.

Верхняя часть нижедаульской подсвиты **К₁пс₁** сложена алевролитистыми глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Является региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскупского горизонта. В скважине 2 установлена продуктивность горизонта М-0. Толщина ее колеблется от 99 (скв. 9) до 153 м (скв. 8).

Верхнедаульская подсвита (К₁пс₂) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, в верхней, преимущественно, глинами. Толщина от 252 (скв. 2) до 314 м (скв. 3).

Апт – альбский ярусы (К₁a-а₁₋₂). Карачетауская свита (К₁kr). Свита соответствует аптскому и среднеальбскому ярусам нижнего мела. Отложения свиты с размывом залегают на осадках даульской свиты и сложены сероцветными, слабосцементированными песчаными

породами. Породы обогащены растительным детритом. Толщина свиты изменяется от 85 (скв. 2) до 926 м (скв. 65).

Нерасчлененный нижний и верхний отделы меловой системы (K_{1-2}). **Кызылкиинская свита – $K_{1a}I_3-K_{2s}$ ($K_{1-2}kk$)** стратиграфически соответствует верхней части альбского яруса ($K_{1a}I_3$) и сеноманскому ярусу верхнего мела (K_{2s}), согласно залегает на карачетауской свите и сформирована пестроцветными (коричневыми, зеленовато-серыми, серыми) глинистыми алевролитами и глинами, в средней части с прослоями коричневых и серых песков и песчаников. Толщина колеблется от 87 (скв. 2) до 703 м (скв. 9).

Верхний отдел (K_2). **Нерасчлененный турон-сенонский ярус (K_{2t-sn}).** Нерасчлененная толща турона-сенона (балапанская свита K_{2bl}) с размывом залегает на кызылкиинской свите, представлена переслаиванием песков и глин пестроцветных, которые сменяются вверх по разрезу на толщу глин серых и песков белых с прослоями известняков и верхней части разреза. Толщина свиты изменяется от 218 (скв.9) до 338 м (скв.2).

Кайнозойская группа (KZ) представлена отложениями палеогеновой и четвертичной систем.

Палеогеновая система (P). Несогласно залегающие отложения палеогеновой системы на породах верхнего мела представлены глинами зеленовато-серыми с прослоями песчаников карбонатных. Максимальная толщина достигает 226 м в скважине 65.

Четвертичная система – (Q). Отложения с размывом залегают на отложениях палеогеновой системы и сложены песками, суглинками и супесями, толщиной не превышающей десяти метров. Общая толщина четвертичных отложений колеблется от 18 до 22 м.

3.5.2 Тектоника

В тектоническом отношении структура Бухарсай расположена в пределах погруженной части выступа Северной Аксайской горст-антиклинали, разделяющего Арыкумскую и Акшабулакскую грабен-синклинали в Арыкумском прогибе Южно-Торгайского бассейна.

Представление о тектоническом строении территории месторождения Бухарсай основано на результатах интерпретации/ переинтерпретации, проведенных сейсмических исследований сейсморазведки 3Д на территориях АО «ПККР» в 2008-2009 гг. и ТОО «Саутс Ойл» в 2008-2011 гг. В 2020 г. на территории АО «ПККР» была проведена переинтерпретация имеющегося материала сеймики 3Д с учетом бурения новых скважин. Детализировано геологическое строение месторождения по основным отражающим горизонтам ОГ-PZ, ОГ- K_{1nc1a} и ОГ- K_{1nc1} .

По кровле палеозойских отложений структурный план представляет собой брахиантиклинальную складку платформенного типа, вытянутую в северо-западном направлении. Структура Бухарсай состоит из трех поднятий: Северного и Южного, разделенных небольшой седловиной и Юго-Западного. С востока Северное и Южное поднятия граничат с глубокой синклинальной структурой, район пробуренной скважины 12, максимальная глубина синклинали -1800 м (рис. 2.1).

Северное поднятие в районе скважины Бестобе-1 представляет пологую структуру с широким сводом, восточное крыло круче, чем западное. Оба крыла осложнены тектоническими нарушениями F_4 и F_5 , имеющим амплитуду смещения до 30 м. По замкнутой изогипсе -1430 м размеры 3,9 x 1,6 км, высотой 30 м.

Южное поднятие имеет изометрическую форму, осложнено 3 небольшими сводами в районе скважин 22, 61 и 65, с западной части ограничено неглубоким грабеном. В южной части прослеживается малоплитудное нарушение F_3 , имеющее в западном направлении оперяющее нарушение f_1 . По замкнутой изогипсе -1380 м имеет размеры 4,1 x 1,5 км, высотой 70 м.

Юго-Западное поднятие гипсометрически наиболее высокое по сравнению с другими, минимальной глубиной -980 метров. Поднятие тектоническим нарушением F_2 , расположенным юго-западнее, сдвинуто в широтном направлении. С отметки -1000 до -1200 м с северо-запада до юго-востока протягивается резкий уступ длиной порядка 9 км. К уступу в северо-восточном направлении прилегает площадка, начиная с отметки -1200 м до -1300 м, в виде широкой, пологой террасы.

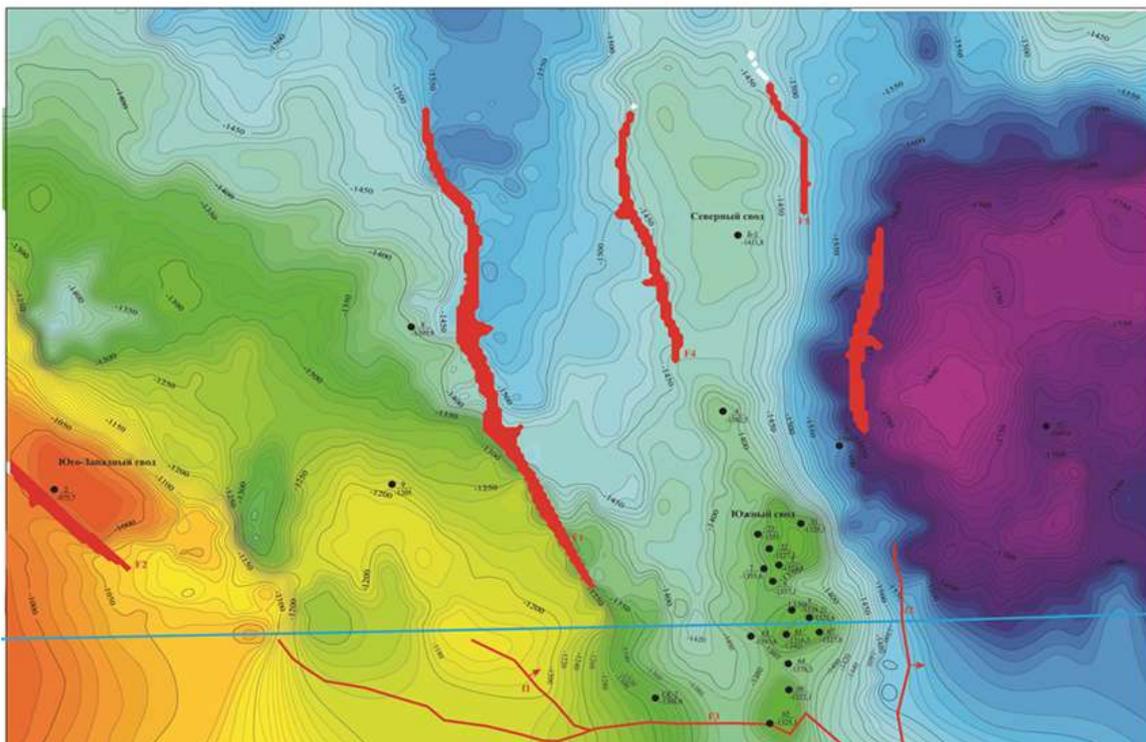


Рисунок 3.5.2.1 – Отражающая поверхность PZ 2020 г.

По кровле арыкумского горизонта K_{1nc1ag} структура унаследована, Бухарсайский двухсводовый вал представляет узкую, удлиненную асимметричную брахиантиклиналь платформенного типа, вытянутая в северо-западном направлении.

На Южном поднятии свод смещен на юг, замок свода локализуется в районе скважины 61, 66 и приподнят до отметки -1240 м. Западное крыло более пологое, чем восточное. По замкнутой изогипсе -1260 м размер Южного поднятия составляет 4,4 x 1,4 км при амплитуде 20 м.

Южное и Северное поднятия отделены небольшим прогибом.

Второе небольшое по размерам Северное поднятие закартировано в районе скважины Бестобе-1. Это брахиантиклинальная пологая структура, по замкнутой изогипсе -1260 м имеет размер 4,4 x 1,1 км, амплитудой порядка 10 м.

В восточной части складки расположена глубокая синклиналь, с западной части - узкий грабен.

К юго-западу, в сторону скважин 9 и 2, арыкумский горизонт выклинивается на выступ фундамента.

По кровле отражающей поверхности K_{1nc1} структура выполаживается, также прослеживается 3 поднятия, наиболее приподнятым является Юго-Западное поднятие, где пробурены скважины 2 и 10. В северо-восточном направлении от скважин 2 и 10 структура моноклинально погружается. С юга-запада ограничено нарушением F_2 . По полузамкнутой изогипсе -890 м размер 1,6 x 0,4 км, амплитудой 20 м.

3.5.3 Нефтеносность

Нефтеносность на месторождении установлена в терригенных отложениях в верхней части нижнедаульской свиты (залежь М-0), арыкумского горизонта нижнего неокома (залежь М-II). В нижнемеловом продуктивном разрезе коллекторами являются песчаники и алевролиты, тип коллекторов поровый.

В палеозойских отложениях продуктивность установлена опробованием в скважине 2, расположенной в юго-западной части территории АО «ПККР». Породы представлены песчаными, гравийными, алевроитовыми и глинистыми фракциями, так называемой «корой выветривания». Тип коллектора трещинно-поровый.

Проведена детальная попластовая корреляция разреза скважин по материалам ГИС с привлечением данных опробования, уточнены границы продуктивных горизонтов, площадное распространение залежей, положение водонефтяных контактов. По результатам обработки материалов ГИС дана количественная и качественная характеристика пород-

коллекторов. Продуктивность коллекторов охарактеризована данными опробования и эксплуатации скважин, литологический, минералогический составы пород-коллекторов анализами керн.

Границами площадей продуктивности по каждому горизонту являются: принятые положения контактов нефть-вода, тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований.

Залегание продуктивных горизонтов по разрезу приведены на геологических и литологическом профилях (граф. прил. 4, 5, 6), в плане – на структурных картах (граф.прил. 7, 8, 9).

По результатам опробования на месторождении в пределах территории АО «ПККР» установлено три залежи нефти: М-0, М-II и PZ.

В южной части (ТОО Саутс-Ойл) установлена одна залежь М-II.

Ниже приводится характеристика залежей нефти, обоснование водонефтяных контактов.

Горизонт М-0 приурочен к верхней части нижнедаульской свиты нижнего неокома, покрышкой являются глинистые породы.

Залежь установлена опробованием скважины 2, где из интервалов 1057-1059, 1068-1068,5 и 1073,5-1075 м (-924,7-926,7, -935,7-936,2, -941,2-942,7) получен приток нефти с водой расчетные дебиты нефти и воды составили 14,9 и 44,5 м³/сут.

По данным ГИС в скважине 2 выделено 3 продуктивных пласта суммарной толщиной 2,6 м до подошвы коллектора на отметке -942,3 м (табл. 3.5.1). С отметки -958,4 м пласты характеризуются водонасыщенными.

В скважине 10 по результатам ГИС выделяются водонасыщенные пласты с отметки -932,2 м. Исходя из данных, ВНК колеблется в пределах -932-942 м.

Залежь пластовая сводовая, подстилается водой, тектонически экранированная, размерами 1,7 x 0,6 км, высотой 22 м. Площадь нефтеносности составляет 769 тыс.м².

Горизонт М-II с которым связана основная нефтяная залежь месторождения, в стратиграфическом отношении приурочен к отложениям арыкумского горизонта нижнего неокома. Горизонт сложен преимущественно песчаниками, буровато-коричневыми, разнозернистыми, с гравелитовой примесью.

В пределах установленной залежи пробурено 15 скважин, из них на территории АО «ПККР» 9 скважин (3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24), на территории ТОО «Саутс Ойл» – 6 скважин (61, 63, 64, 65, 66, 67). Все скважины опробованы и находились в пробной эксплуатации до апреля 2021 г. При опробовании при средне-динамических уровнях получены различные притоки нефти и нефти с водой.

Таблица 3.5.3.1 – Обоснование водонефтяных контактов

Залежь	Скважина	По данным опробования		По данным ГИС		Принятый уровень ВНК, м
		нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	нижняя отметка нефти, м	верхняя отметка воды, м	
М-П	3	-1322,6	-	-1322,6	-1322,6	-1320 -1326
	6	-1316,1	-1321,9	-1320,3	-1321,9	
	7	-1315,6	-1321,1	-1321,3	1321,3	
	11	-1317,0	-	-1324,8	-	
	21	-1304,6-1316,6*		-1322,0	-1322,0	
	22	-1307,3-1316,3*		-1324,0		
	23	-1312,0-1316,0*		-1324,9	-1324,9	
	24	-1310,9-1315,9*		-1324,7	-1326,1	
	63	-1320,7	-	-1322,6	-1322,6	
	64	-1315,3	-	-1319,7	-1320,1	
	66	-1316,1	-	-1320,1	-1320,1	
67	-1325,2	-	-1326,4	-		
М-0	2	-924,7-942,3*		-942,3	-958,4	-932-942
	10				-932,2	
PZ	2	-995,6	-	-995,6	-	УВНК -1004
	10	-964,2-988,5		-1003,8	-	

* получен приток нефти с водой

По данным ГИС самая низкая отметка опробованного продуктивного пласта отмечается в южной части в скважине 67 на отметке -1326,4 м. В скважинах 64, 66 опробованные пласты-коллекторы продуктивны до отметок -1317,6 и -1320,1 м, а с отметки -1320,1 м пласты характеризуются водонасыщенными (табл. 2.1.). В скважине 64 в интервале 1427,3-1429,4 м (-1317,3-1319,7) предпоследний пласт обводнен за счет эксплуатации ранее пробуренной скважины 61.

В скважине 22 в интервале 1438,9-1440,7 м (-1322,2-1324,0) нижний пласт обводнен за счет эксплуатации ранее пробуренных скважин 3, 7, 11. В скважине 23 в интервале 1428,5-1433,9 м (-1319,5-1324,9) также предпоследний пласт обводнен за счет эксплуатации ранее пробуренных скважин 3, 7, 11, с отметки -1324,9 м пласт водонасыщен. В скважине 24, пробуренной после даты подсчета запасов, как в скважине 23 предпоследний пласт в интервале 1433,4-1436,6 м (-1321,5-1324,7) обводнен за счет эксплуатации скважин 3, 7, 11, 22, 23, с отметки -1326,1 м пласт водонасыщенный.

В скважинах 5, 11, 21, 61 по ГИС выделены только продуктивные пласты-коллекторы до абсолютных отметок -1322,7, -1324,8, -1322,0, -1316,1 м.

В скважине 65 в интервале 1426,9-1429,0 м (-1318,0-1320,1) выделена переходная зона, отнесенная к продуктивной части без значения Кнг.

Принятый ВНК колеблется в пределах от -1320 до -1326 м (табл. 2.1).

Залежь пластовая сводовая, в южной части осложнена нарушением f_4 , которое не является экраном для залежи. Размеры залежи – 1,9 х 1,5 км, высотой 32 м. Площадь нефтеносности в целом составляет 4920 тыс.м².

Горизонт PZ. Продуктивность установлена скважиной 2, пробуренной в приразломной части Юго-Западного поднятия территории АО «ПКР».

При опробовании скважины 2 в интервале 1111-1129 м (-978,7-996,7) был получен приток нефти с водой расчетным дебитом нефти 9,1 и воды 9,5 м³/сут. По ГИС выделено 3 продуктивных пласта-коллектора суммарной толщиной 4,7 м. Подошва продуктивного пласта фиксируется на отметке -995,6 м.

После даты подсчета запасов пробурена скважина 10 в приконтурной зоне, по результатам ГИС выделено 11 маломощных пластов от 0,5 до 1,3 м, суммарная толщина которых составила 7,7 м.

Подошва продуктивного пласта отмечается на отметке -1003,8 м, УВНК принят на отметке -1004 м. При опробовании интервалов 1092,7-1093,5, 1105-1117 м (-964,2-965,0, -976,5-988,5) притока не было получено, после проведения ГРП получен приток нефти с водой, расчетный дебит составил: нефти 10,3 и воды 14,5 м³/сут.

Залежь пластовая сводовая, с юга ограничена тектоническим нарушением F₂. Размеры залежи – 1,8 x 0,9 км, высотой 18 м. Площадь нефтеносности составляет 1321 тыс.м².

3.5.4 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

В пробуренных на месторождении скважинах проведен полный комплекс промыслово-геофизических исследований.

Структура комплекса ГИС позволяет проводить литологическое расчленение разреза, определять эффективные толщины, оценивать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, характер насыщения выделенных в разрезе пластов-коллекторов.

В данном разделе приводятся результаты статистических обработок полученных значений толщин, емкостно-фильтрационных свойств и нефтенасыщенности коллекторов по данным ГИС и керну, а также коэффициентов неоднородности продуктивных горизонтов.

В таблице 3.5.4.1 приведены параметры неоднородности продуктивного разреза по залежам. В таблицах 3.5.4.2 характеристика толщин пластов-коллекторов по залежам.

Горизонт M-0. Общая толщина горизонта составляет 45 м, эффективная толщина 5,4 м и эффективная нефтенасыщенная толщина составила 2,6 м. По разрезу прослеживается 5 пластов-коллекторов, из них 3 продуктивных.

Горизонт M-II

Общая толщина горизонта в среднем составляет 26,5 м при изменениях от 23,0 до 30,0 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем равна 15,0 м при колебаниях 6,9-21,9 м.

Характеристика современного состояния окружающей среды

Прослеживается от 3 до 7 пластов-коллекторов, коэффициент расчлененности составил 4,7, коэффициент песчаности равен 0,686.

Таблица 3.5.4.1 – Статистические показатели характеристик неоднородности

Горизонт	Объект	Кол-во скв., используемых для определ.	Коэффициент песчаности, д.ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэфф. распространения, д.ед.
			среднее значение	коэфф. вариации	интервал изменения	среднее значение	коэфф. вариации	интервал изменения	
М-0	III	1	-	-	-	5	-	-	1
М-II	I	15	0,686	0,028	0,518-0,932	4,7	0,222	3-7	1
PZ	II	2	0,275	0,014	0,194-0,356	6,5	0,301	3-10	1

Горизонт PZ

Общая толщина продуктивной части в среднем составляет 26,4 м, эффективная нефтенасыщенная толщина 6,2 м при колебаниях 13,2-39,6 м.

По разрезу прослеживается от 3 до 10 пластов-коллекторов, коэффициент расчлененности составил 6,5, коэффициент песчаности 0,275.

Таблица 3.5.4.2 – Характеристика толщин пластов-коллекторов

Залежь	Толщина	Наименование	Зоны горизонта		В целом
			нефтяная	нефте-водяная	
М-0	Общая	Средняя, м	-	45	45
		Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	-	-	-
	Эффективная	Средняя, м	-	5,4	5,4
		Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	-	-	-
	Нефтенасыщенная	Средняя, м	-	2,6	2,6
		Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
		Интервал изменения, м	-	-	-
М-II	Общая	Средняя, м	26,6	26,4	26,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,22	0,017	0,018
		Интервал изменения, м	24,0-29,0	23-30	23,0-30,0
	Эффективная	Средняя, м	16,6	16,3	16,5
		Коэф. вариации, д. ед.	0,043	0,014	0,023
		Интервал изменения, м	11,6-21,9	13,3-18,4	11,6-21,9
	Нефтенасыщенная	Средняя, м	16,6	13,4	15,0
		Коэф. вариации, д. ед.	0,043	0,065	0,064
		Интервал изменения, м	11,6-21,9	6,9-17,0	6,9-21,9
PZ	Общая	Средняя, м	26,4	-	26,4
		Коэф. вариации, д. ед.	0,102	-	0,102
		Интервал изменения, м	13,2-39,6	-	13,2-39,6
	Эффективная	Средняя, м	6,2	-	6,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,026	-	0,026
		Интервал изменения, м	4,7-7,7	-	4,7-7,7
	Нефтенасыщенная	Средняя, м	6,2	-	6,2
		Коэф. вариации, д. ед.	0,026	-	0,026
		Интервал изменения, м	4,7-7,7	-	4,7-7,7

3.5.4.1 Характеристика коллекторов по керну и ГИС

Характеристика коллекторов горизонта М- II дается по результатам обработок емкостно-фильтрационных свойств и нефтенасыщенности коллекторов по данным керн и ГИС, по горизонтам М-0 и Pz характеристика дается только по данным ГИС.

После предыдущего подсчета запасов (ПЗ-2021г.) керн отобран из скважины №10 со 100% выносом (2,58 м.) из Pz отложений. Всего по месторождению с отбором керн пройдено 78,65 м., вынос составил 61,4 м. (78,07% от проходки).

На образцах керн выполнены стандартный комплекс исследований, включающий следующие параметры: объёмная плотность и плотность зёрен, пористость, проницаемость абсолютная, гранулометрический состав, карбонатность, насыщенность пластовым флюидом в аппарате Зака.

Кроме стандартных выполнены специальные исследования: определение УЭС образцов со 100% и переменной водонасыщенностью, определение относительной фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти, смачиваемости пород, ртутной порометрии, рентгеноструктурного анализа.

Горизонт М-0 керном не охарактеризован. По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены во второй скважине. Представлены переслаиванием пачек песчаных и глинистых пород. Величина открытой пористости продуктивных коллекторов по ГИС изменяется от 0,14 до 0,22 д.ед. и составляет в среднем 0,19 д.ед., нефтенасыщенность изменяется от 0,42 д.ед до 0,45 д.ед, в среднем равна 0,44 д.ед., проницаемость от 5,0 до 87,8 мД., в среднем 38,2мД.

Горизонт М-II отбор керн выполнен в скважинах 3, 5, 23, 61, 63, 64, 65, 66, 67. Разрез представлен песчаниками и песками с прослоями глин и алевролитов, встречаются прослой гравелитов. Характеристика коллекторских свойств основана на результатах стандартного (пористость открытая, плотность зёрен, гранулометрический состав, карбонатность, проницаемость) и специального (остаточная водонасыщенность, кривые капиллярного давления, вытеснение нефти водой, сжимаемость) исследования на 30 образцах керн. Проницаемость по воздуху изменяется от 2,7 до 882,6 мД среднее значение по залежи равно 134,9 мД. Пористость колеблется от 0,11 до 0,29 д.ед., и в среднем составляет 0,18 д.ед. Содержание пелитовой фракции изменяется в интервале 1,2 – 23,4%, карбонатность – 8– 18,0%.

По материалам ГИС продуктивные коллекторы выделены в 16 скважинах (2,3,5,6,7, 11,21,22,23,24,61,63,64,65,66,67). Величина пористости продуктивных коллекторов изменяется от 0,12 д.ед. до 0,32 д.ед. и составляет в среднем 0,19 д.ед., нефтенасыщенность изменяется от 0,40 до 0,75 д.ед., в среднем равна 0,54 д.ед., проницаемость изменяется от 2,6

до 3753 мД среднее значение равно 72 мД., глинистость изменяется от 0,03 до 0,38 д.ед., в среднем составляет 0,20 д.ед.

Горизонт Pz отбор керн выполнен в скважине №10 (лабораторные исследования на керне не проведены). Представлена метаморфическими породами. По данным шлама (отобранном из палеозойских отложений) представлен известняками с прослоями доломитизированных известняков, доломитов, мергелей и аргиллитов. По данным ГИС продуктивные коллекторы выделены в двух скважинах (2, 10). Величина открытой пористости продуктивных коллекторов по ГИС изменяется от 0,11 до 0,15 д.ед. и составляет в среднем 0,13 д.ед., нефтенасыщенность изменяется от 0,61 д.ед до 0,76 д.ед, в среднем равна 0,69 д.ед., проницаемость от 1,0 до 10,0 мД и составляет в среднем 3,2 мД.

В таблице 3.5.4.3 приведены ряды распределения проницаемости горизонта М- II определённой по керну, где видно, что подавляющее число значений приходится на диапазон до 10мД; количество образцов по всем скважинам в сумме составляет 40.

Таблица 3.5.4.3 – Ряды распределения проницаемости горизонта М-II по скважинам

Интервалы изменения проницаемости, мД	Количество случаев по скважинам				
	3	5	61	63	64
1 - 10	3	11	-	-	1
10--50	3	3	-	-	3
50-100	3	2	-	-	1
100-300	6	1	-	-	-
300-1000	-	3	-	-	-

В таблице 3.5.4.4 приведена статистическая характеристика фильтрационно-ёмкостных свойств и коэффициента нефтенасыщенности продуктивных коллекторов горизонтов М-0 и М- II Pz по материалам ГИС и керну.

Таблица 3.5.4.4 – Статистическая характеристика горизонтов по керну и ГИС

Горизонт	Метод определения	Наименование	Проницаемость, мД	Пористость	Нефтенасыщенность
				д. ед.	д. ед.
1	2	3	4	5	6
М-0	лабораторные иссл. керн	Не проводились			
	геофизические исследования скважин	количество скважин	1	1	1
		кол-во определений	3	3	2
		среднее значение	54,8	0,19	0,44
		интервал изменений	21,9-87,8	0,14-0,22	0,42-0,45
М-II	лабораторные исследования керн	коэффициент вариаций	0,601	0,182	0,034
		количество скважин	3	3	-
		кол-во определений	28	28	-
		среднее значение	134,9	0,18	-
		интервал изменений	2,7-882,6	0,11-0,29	-
	коэффициент вариаций	1,5	0,18	-	

Характеристика современного состояния окружающей среды

	геофизические исследования скважин	количество скважин	14	14	14
		кол-во определений	94	94	70
		среднее значение	72,0	0,19	0,54
		интервал изменений	2,6-3753	0,12-0,32	0,40-0,75
		коэффициент вариаций	4,4	0,152	0,159
Pz	лабораторные иссл. керн	Не проводились			
	геофизические исследования скважин	количество скважин	2	2	2
		кол-во определений	5	5	5
		среднее значение	3,2	0,13	0,69
		интервал изменений	1,0-10	0,11-0,15	0,61-0,76
		коэффициент вариаций	1,05	0,10	0,07

3.5.5 Свойства и состав нефти, газа и воды

Отбор глубинных проб нефти производился в залежи М-II в 8 скважинах 3, 5, 7, 11, 22, 61, 65, 67, также в скважине 2 в залежах М-0 и PZ. При отборе глубинных проб фиксировались глубина отбора, текущее пластовое давление и температура. Пробы из скважин 65 и 67 не представительны.

Пробы были исследованы в лабораториях ТОО «Ойлсерт Интернейшнл», СиЭНИСи и ТОО «Научный аналитический центр» в соответствии с действующим ОСТом 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Поверхностные пробы нефти были отобраны из 8 скважин (3 (2пр.), 5, 6, 7, 22, 61, 63, 64) залежи М-II.

По пробам дегазированной нефти определялись ее физико-химические свойства, компонентный и фракционный состав в соответствии с общими техническими условиями по СТ РК 1347-2005.

Компонентный состав растворенного газа определялся после однократного разгазирования глубинных проб на хроматографе по ГОСТу 23781-87 "Газы горючие природные".

3.5.5.1 Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях

Залежь М-0. Физические свойства нефти в пластовых условиях определены по пробе из скважины 2, плотность пластовой нефти - $0,735 \text{ г/см}^3$. Газосодержание при пластовом давлении 7,303 МПа и пластовой температуре $46,01^\circ\text{C}$ составляет $44,06 \text{ м}^3/\text{т}$ (табл. 2.3.1).

Объемный коэффициент расширения нефти равен 1,1069, коэффициент растворимости газа $15,35 \text{ м}^3/\text{м}^3/\text{МПа}$.

Залежь М-II. Физические свойства нефти в пластовых условиях изучены по анализам 8 проб из 8 скважин 3, 5, 7, 11, 22, 61, 65, 67, из них пробы из скважин 22, 61, 65, 67

исследованы после ОПЗ_2019 г. Пробы из скважин 65 и 67 не представительны. Результаты анализов приведены в таблице 2.3.1.

Плотность пластовой нефти - $0,761 \text{ г/см}^3$. Газосодержание при осредненном пластовом давлении 8,3 МПа и пластовой температуре 55°C составляет $24,1 \text{ м}^3/\text{т}$. Нефть недонасыщена газом, о чем свидетельствует превышение пластового давления (8,3 МПа) более чем в 10 раз над давлением насыщения (0,80 МПа).

Объемный коэффициент расширения нефти в среднем равен 1,1111, коэффициент растворимости газа $25,2 \text{ м}^3/\text{м}^3/\text{МПа}$. Динамическая вязкость пластовой нефти в среднем – $1,801 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина усадки нефти 9,95 %.

Результаты исследований свойств нефти в пластовых условиях представлены в таблице 1.6.

Залежь PZ. Свойства нефти изучены по 1 пробе из скважины 2. Плотность пластовой нефти - $0,683 \text{ г/см}^3$. Газосодержание при пластовом давлении 9,98 МПа и пластовой температуре $47,1^\circ\text{C}$ равно $130,6 \text{ м}^3/\text{т}$ (табл. 3.5.5.1).

3.5.5.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти

Залежь M-0. В скважине 2 устьева проба не отбиралась, при однократном разгазировании глубинной пробы нефти плотность дегазированной нефти составила $0,783 \text{ г/см}^3$. По остальным параметрам проведена аналогия с залежью M-II, т.к. по плотности свойства дегазированной нефти схожи.

Залежь M-II. Состав и свойства дегазированной нефти месторождения Бухарсай определены по 15 пробам из 14 скважин: 3 (2 пробы), 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 61, 63, 64, 65, 66, 67.

Плотность нефти в среднем равняется $0,789 \text{ г/см}^3$ при изменениях от $0,781$ до $0,800 \text{ г/см}^3$. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна $3,475 \text{ мм}^2/\text{с}$. Содержание смол и асфальтенов равняется 1,63 и 0,051 % масс. Среднее содержание парафина и серы составляет 7,55 и 0,098 % масс. соответственно. В скважинах 61, 63 и 64 содержание парафина имеет завышенное значение, поэтому эти данные при осреднении не учтены. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C , в среднем достигает 61 % масс.

Нефть горизонта M-II легкая, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Результаты исследования поверхностных проб нефти представлены в таблице 3.5.5.2.

Залежь PZ. В скважине 2 из палеозойских отложений устьевые пробы не отбирались, при однократном разгазировании глубинной пробы нефти плотность дегазированной нефти составила $0,778 \text{ г/см}^3$.

В таблице 3.5.5.2 приведены данные о поверхностных пробах из палеозойских отложений месторождения Карабулак (Юго-Западный свод), расположенного в непосредственной близости от месторождения Бухарсай, в котором характеристика дегазированной нефти схожа с дегазированной нефтью месторождения Бухарсай.

Нефть залежи PZ легкая, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая.

Характеристика современного состояния окружающей среды

Таблица 3.5.5.1 – Результаты анализов глубинных проб нефти

№№ скв.	Дата испытаний	Интервал перфорации, м	Отметка середины интервала	Рпл, МПа	Тпл., °С	Рнас., МПа	Объемный коэффициент расширения нефти	Усадка, %	Газосодержание		Плотность нефти, г/см ³		Вязкость		Коэф фиц. раство рим., м ³ /м ³ МПа	Исполнитель
									м ³ /м ³	м ³ /т	пласто вая	повер хност ная	дина мич, МПа.с	кине матич., мкм ² /с		
Залежь М-II																
3	04.10.2017	1434-1445 1447-1449	-1315,3	8,095	54,54	0,82	1,1137	10,21	20	25,35	0,752	0,789	1,725	2,186	24,05	СиЭНИСи
5	25.08.2018	1420-1435	-1315,5	8,302	55,31	0,85	1,1236	11,0	22	27,81	0,750	0,791	1,670	2,111	26,06	СиЭНИСи
7	15.10.2018	1427-1436	-1311,1	8,237	55,29	0,78	1,1173	10,5	20	25,32	0,749	0,790	1,957	2,477	26,23	СиЭНИСи
11	03.07.2019	1420,5-1425	-1314,8	8,071	54,92	0,69	1,1226	10,92	21	26,55	0,751	0,791	1,733	2,191	30,98	СиЭНИСи
22	14.11.2020	1424-1433	-1311,8	8,369	54,18	0,79	1,1126	9,15	17	20,48	0,787	0,830	1,918	-	21,43	СиЭНИСи
61	03.11.2020	1415-1426	-1311,0	8,70	56,0	0,88	1,077	7,9	15,13	19,10	0,780	0,793	-	-	22,45	ТОО "НАЦ"
65*	18.11.2020	1408-1412 1413,5- 1415,5	-1302,9	8,40	58,0	1,4	0,880	-13,6	5,11	6,31	0,782	0,810	3,808	5,536	11,07	ТОО "НАЦ"
67*	02.01.2021	1412-1426	-1318,2	10,1	68,0	1,0	1,88	-13,6	11,1	14,21	0,773	0,784	-	1,387	15,7	ТОО "НАЦ"
Среднее значение				8,3	55,04	0,802	1,1111	9,95	19	24,1	0,761	0,797	1,801	2,241	25,2	
Залежь М-0																
2	28.01.2021	1057-1059, 1068- 1069,5 1073,5-1075	-1066,0	7,303	46,01	2,25	1,1069	12,39	34,5	44,06	0,735	0,783	1,62		15,35	СиЭНИСи
Залежь PZ																
2	14.02.2021	1110-1118, 1119- 1129	-1119,5	9,98	47,1	5,19	1,2877	25,54	101,6	130,6	0,683	0,778	0,816		19,57	СиЭНИСи

* - пробы не представительны

Таблица 3.5.5.2 – Физико-химические свойства в поверхностных условиях

Характеристика современного состояния окружающей среды

№ скв	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с				Содержание компонентов, % масс								Коксуемость	Фракционный состав по Энглеру, % масс						Компания, выполнившая анализы	
				20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	вспышки	застывания	Парафин	Сера	Вода по ДС	Смолы	Асфальтены	Мех.примеси		НК	100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С		
Залежь М-II																								
3	06.10.-10.10.2017г	1447-1449, 1434-1445	0,783	3,25	2,45	2,07	1,85	-20	5	6,8	0,057	0,06	2	0,02	0,006		30	16	32	42	51	61	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»	
3	12.02-16.02.2018г	1423-1426	0,785	2,9	2,5	2,1	1,8	-20	8	7,8	0,052	0,03	2	0,03	0,0073		30	19	31	41	50	60	-/-	
5	15.10.-22.10.2018г	1420-1435	0,788	3,02	2,51	2,14	2,13	-20	-10	7,7	0,051	отс.	1,2	0	0,0059		30	17	33	43	51	61	-/-	
6	15.10.-22.10.2018г	1420-1430	0,786	2,83	2,36	2,05	1,83	-20	-10	6,6	0,059	отс.	1,1	0	0,0063		28	17	33	43	51	61	-/-	
7	24.10.-29.10.2018г	1427-1436	0,791	2,97	2,49	2,08	1,88	-20	10	6,3	0,053	0,03	1,4	0	0,0063		30	16	33	43	52	61	-/-	
11	04.11.2019	1420,5-1425	0,784	2,73	2,35	2,04	1,80	-20	-5	7,1	0,053	отс.	1,2	0	0,0082	0,8	34	14	30	40	50	60	-/-	
21	05.01-14.01.2021г	1415-1427	0,793	4,13	3,04	2,44	2,12	-20	6	6,8	0,041	0,03	2	0,14	0,0092	0,8	32	12	30	40	50	61	-/-	
22	22.12.2020	1424-1433	0,793	3,83	2,93	2,36	2,04		10	7,0	0,052	отс.	1,8	0,12	0,009	0,8	32	16	32	42	52	62	-/-	
23	14.12-25.12.2020г	1421-1425	0,781	2,67	2,24	1,99	1,8	-20	4	6,8	0,0346	0,09	2	0,15	0,0078	0,8	31	15	31	41	51	60	-/-	
61		1415-1426	0,792	3,331	2,967	2,354	-		-20	14,12*					0,13					44	-	23,2*	ТОО Научный аналит. центр	
63		1419-1427	0,788	3,268	2,785	2,252	-		-20	14,14*					0,34					44		22,8*	-/-	
64		1415-1425	0,790	3,274	2,869	2,301	-		-20	14,64*					0,22					44		23*	-/-	
65	19.02.2021	1408-1415,5	0,800	5,450	-	-	-	-	11	10	0,30	0,05	-	-	0,05	-	-	-	30	-	52		-/-	
66	20.01.2021	1415,5-1424	0,798	5,197	-	-	-	-	11	9,2	0,322				0,0408				34	-	58		-/-	
67	10.12.2020	1415,5-1424	0,786	3,27					10	8,5	0,103	0,01			0,052				40	-	57		-/-	
Среднее значение			0,789	3,475	2,624	2,18	1,917	-20	-1,25	7,55	0,098	0,043	1,63	0,051	0,060	0,8	31	16	33	42	52	61		
Карабулак (Юго-Западный свод)																								
Горизонт PZ																								
КБ-9	19.01-25.01.13г	1276-1294	0,780	2,67	2,23	1,96	1,77	-8	-13	6	0,07	0,03	2,4	0,2	0,0078		35	16	37	46	56	66	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»	
КБ-9	13.07-23.07.12г	1296-1301	0,778	2,58	2,62	2,23	1,94	-5	-3	7,7	0,068	0,3	0,92	0,37	0,0065		35	15	35	44	55	65	-/-	
КБ-10	26.04-13.05.13г	1250-1253																					-/-	
		1234-1244	0,790	3,65	2,93	2,87	2,01	-10	-1	9	0,035	2	2,9	0,01	0,0088		45	14	31	45	55	65		
		1229,5-1232																						
		1214-1218,5																						
КБ-16	15.05-29.05.14г	1276-1285	0,779	2,71	2,29	1,97	1,76	-20	-5	5	0,093	0,03	4	0,4	0,0072		34	14	32	43	52	61	-/-	
-/-	10.12-20.12.13г	1288-1310	0,782	2,6	2,21	1,92	1,71	-10	-20	6	0,076	0,3	0,5	0,06	0,007		40	17	32	44	55	64	-/-	
Среднее значение			0,782	2,84	2,46	2,19	1,84	-10,6	-8,4	6,74	0,068	0,53	2,14	0,21	0,0075		38	15	33	44	55	64		

3.5.5.3 Состав и свойства растворенного газа

Залежь М-0. Состав растворенного газа определен после однократного разгазирования глубинной пробы нефти из скважины 2. Содержание метана составляет 35,34 % мол., этана – 15,41 % мол., пропана – 19,45 % мол.

Из неорганических компонентов присутствует азот (1,84 % моль), углекислый газ (0,05 % моль). Относительная плотность газа по воздуху в среднем составила 1,3103 г/моль (табл. 3.5.5.3).

Залежь М-II. Состав растворенного газа определялся после однократного разгазирования глубинных проб нефти. Всего исследовано 6 проб из 6 скважин: 3, 5, 7, 11, 22 и 61, пробы из скважин 65 и 67 не представительны.

По углеводородным и неуглеводородным компонентам растворенный газ пластовой нефти является высокожирным, безсернистым, низкоуглекислым и низкоазотным.

Основными компонентами газа являются метан, содержание которого из-за недонасыщенности составляет 2,55%, этан – 5,8% и пропан – 36,81% моль.

Концентрация высших гомологов метана составляет: изобутана (11,46%), n-бутана (23,07%), изопентана (7,12%), n-пентана (6,7%). Из неорганических компонентов присутствует азот (1,36 % моль), углекислый газ (0,57 % моль). Относительная плотность газа по воздуху в среднем составила 1,8654.

Согласно классификации углеводородных газов, газ залежи М-II пропан-бутанового типа.

Состав и свойства растворенного газа пластовой нефти представлены в таблице 2.3.3.

Залежь PZ. Состав растворенного газа определен после однократного разгазирования глубинной пробы нефти из скважины 2. Содержание метана составляет 43,71 % мол., этана – 17,0 % мол., пропана – 19,2 % мол.

Из неорганических компонентов присутствует азот (2,53 % моль), углекислый газ (0,03 % моль).

Состав и свойства растворенного газа пластовой нефти представлены в таблице 3.5.5.3.

Характеристика современного состояния окружающей среды

Таблица 3.5.5.3 – Компонентный состав растворенного в нефти газа

№ скв	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Содержание, % мол																Относительная плотность газа по воздуху	Молекулярная масса, г/моль	Компания, выполнившая анализы
			метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	гексаны	гептаны	октаны	нонаны	декан	сероводород	кислород	углекислый газ	азот			
Горизонт М-II																					
3	04.10.2017	1434-1445 1447-1449	1,79	5,64	36,65	11,16	22,39	7,11	6,9	3,87	1,95	0,74	0,14	0	-	-	0,11	1,57	1,935	54,54	СиЭнИСи
5	25.08.2018	1420-1435	3,59	5,26	39,86	11,45	21,91	6,86	6,34	2,57	0,51	0,03	0	0	-	-	0,10	1,51	1,8349	51,88	СиЭнИСи
7	15.10.2018	1427-1436	2,78	5,35	39,3	13,09	24,54	6,38	5,39	1,51	0,08	0,01	0	0	-	-	0,07	1,50	1,8238	51,59	СиЭнИСи
11	03.07.2019	1420,5-1425	2,02	4,31	36,44	12,25	24,54	7,64	7,13	3,32	0,72	0,03	0	0	-	-	0,08	1,51	1,9072	53,81	СиЭнИСи
22	14.11.2020	1424-1433	3,42	5,64	39,11	11,55	23,37	6,93	6,10	2,02	0,25	0,01	0	0	-	-	0,09	1,51	1,8263	51,65	СиЭнИСи
61	03.11.2020	1415-1426	1,69	8,62	29,53	9,25	21,66	7,81	8,33	7,21	2,01	0,08	0,29	0	-	-	2,95	0,57			ТОО "НАЦ"
65*	18.11.2020	1408-1412 1413,5-1415,5	20,39	15,38	11,48	11,16	4,10	9,42	10,05	8,7	2,42	0,09	0,35	0	-	-	5,27	1,19			ТОО "НАЦ"
67*	02.01.2021	1412-1426	20,39	15,38	11,48	11,16	4,10	9,42	10,05	8,7	2,42	0,09	0,35	0	-	-	5,27	1,19			ТОО "НАЦ"
Среднее значение			2,55	5,8	36,81	11,46	23,07	7,12	6,7	3,42	0,92	0,15	0,07	0			0,57	1,36	1,8654	52,69	
Залежь М-0																					
2	28.01.2021	1057-1059, 1068-1069,5 1073,5-1075	35,34	15,41	19,45	6,67	10,37	5,03	3,79	1,71	0,32	0,02	0,0	0,0	-	-	0,05	1,84	1,3103	37,5	СиЭнИСи
Залежь PZ																					
2	14.02.2021	1110-1118, 1119-1129	43,71	17,0	19,2	4,17	7,93	2,57	1,90	0,89	0,06	0,02	0,0	0,0	-	-	0,03	2,53	1,1286	32,42	СиЭнИСи

* - пробы не представительны

3.5.5.4 Характеристика водоносных горизонтов

На месторождении Бухарсай пробы пластовых вод на изучение химического состава и свойств отобраны в скважинах 2, 6, 7, 22, 65, 66 (табл. 3.5.5.4).

В скважине 2 отобраны две пробы пластовой воды соответственно из интервалов 1102-1103 м и 1057-1059, 1068-1069,5, 1073,5-1075 м из отложений нижнего неокома нижнедаульской свиты (горизонт М-0). По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов (в г/л) следующие: хлоридов – 23,0, гидрокарбонатов – 0,23, сульфатов – 0,35, кальция – 2,31, магния – 0,74, натрия+калия – 11,12. Общая минерализация равна 37,802 г/л. Вода жесткая (177 мг-экв/л), слабокислая (рН – 6,86), с удельным весом – 1,035 г/см³ (табл. 3.5.5.4).

Из отложений арыскумского горизонта нижнего неокома (горизонт М-II) отобраны 4 пробы воды из скважин 6 (интервал 1435,5-1437 м) и скважины 7 (интервал 1441,5-1442,5 м), из скважины 65 (интервал 1408-1415,5 м), из скважины 66 (интервал 1415,5-1424 м).

По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов (в г/л) следующие: хлоридов – 47,36, гидрокарбонатов – 0,09, сульфатов – 0,27, кальция – 8,84, магния – 1,13, натрия+калия – 19,25. Общая минерализация равна 76,94 г/л. Вода жесткая (534,1 мг-экв/л), слабокислая (рН – 6,45), с удельным весом – 1,047 г/см³ (табл. 2.3.4).

По классификации В.А.Сулина пластовые воды меловых отложений месторождения Бухарсай определяются как соленые воды хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Содержания микрокомпонентов следующие: барий в среднем 1309,2 мг/л, механических примесей – 0,5067% (табл. 3.5.5.5).

Пластовые воды из палеозойских отложений на месторождении изучены пробой воды из скважины 2 (интервал 1111-1118; 1119-1129 м).

По результатам химического анализа средние содержания анионов и катионов (в г/л) следующие: хлоридов – 35,98, гидрокарбонатов – 0,36, сульфатов – 0,33, кальция – 6,95, магния – 1,149, натрия+калия – 13,43. Общая минерализация равна 58,21 г/л. Вода жесткая (443,6 мг-экв/л), слабокислая (рН – 7,1), с удельным весом – 1,034 г/см³ (табл. 3.5.5.4).

По классификации В.А.Сулина пластовые воды меловых отложений месторождения Бухарсай определяются как соленые воды хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Содержания микрокомпонентов по горизонту М-0 следующие: барий в среднем 981 мг/л, механических примесей – 0,0988% (табл. 3.5.5.5).

Характеристика современного состояния окружающей среды

Содержания микрокомпонентов по горизонту М-II: барий в среднем 1300,8 мг/л, механических примесей – 0,3492% (табл. 3.5.5.5).

Содержания микрокомпонентов по горизонту PZ: барий в среднем 1025,2 мг/л, механических примесей – 0,1136% (табл. 3.5.5.5).

Характеристика современного состояния окружающей среды

Таблица 3.5.5.4 – Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ скв.	Интервал отбора проб, м	Удельный вес, г/см ³	Компонентный состав, мг/л						Минерализация, мг/л	Тип по Сулину	РН	Общая жесткость, мг-экв/л
			HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl	Ca ⁺²	Mg ⁺²	Na ⁺ +K ⁺				
Горизонт М-0												
2	1102-1103	1,054	244	510,3	25200	1720	528	13690,9	41893,2	ХК	6,65	130
Горизонт М-II												
6	1435,5-1437	1,045	91,5	180,1	39234,6	7795,6	1845,8	13129,8	62277,4	ХК	6,76	540,8
7	1441,5-1442,5	1,045	91,5	254,2	52990	10480	595,2	21332,6	85743,5	ХК	6,13	573,6
65	1408-1415,5	1,048	95,1	335	48658,3	8071,0	878,9	22654,3	80692,5	ХК	6,2	474,4
66	1415,5-1424	1,048	95,1	305	48547,4	9025,87	1187,8	19872,6	79033,7	ХК	6,7	547,4
Среднее по горизонту		1,047	93,3	268,6	47357,7	8843,1	1126,9	19247,3	76936,8		6,45	534,1

Таблица 3.5.5.5 – Результаты анализов микрокомпонентов воды

№ скв.	Интервал опробования	Кпр	Ba ⁺² , мг/л	Fe, мг/л	Мех. примеси, %
Горизонт М-0					
2	1102-1103	-	-	-	-
2	1057-1059; 1068-1069,5; 1073,5-1075	4	981,0	-	0,0988
Среднее значение		4	981,0	-	0,0988
Горизонт М-II					
6	1435,5-1437	7,9	1560,4	отс.	0,9756
7	1441,5-1442,5	8	1057,9	отс.	0,0378
22	1424-1433	7,4	1284,2	отс.	0,0342
Среднее значение		7,76	1300,8	отс.	0,3492
Горизонт PZ					
2	1111-1118; 1119-1129	6,0	1025,2	отс.	0,1136

3.5.6 Физико-гидродинамическая характеристика

Для физико-гидродинамической характеристики коллекторов месторождения были использованы результаты определения остаточной водонасыщенности, капиллярного давления методом центрифугирования, коэффициента вытеснения нефти водой и фазовые проницаемости для нефти и воды и смачиваемости.

Методика проведения специальных исследований подробно изложена в ПЗ-2021 г. Книге 1.

Сопоставление пористость-проницаемость. Сопоставление пористости и проницаемости, на результатах исследования образцов, определённых на образцах керна скважин 3, 5, представленное на рис. 3.5.2.

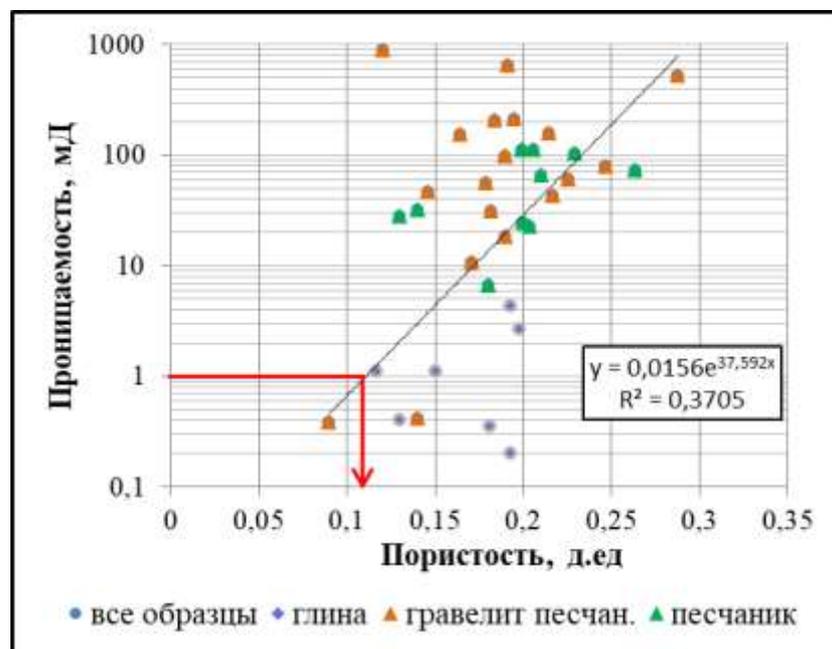


Рисунок 3.5.2 - Сопоставление проницаемости с пористостью, определённым на керне скважин 3, 5 и 61 для горизонта М-П

Связь $K_{np}=F(Kn)$ для образцов скв.3,5 и 61 описывается уравнением

$$K_{np}=0.0156e^{37,592Kn}$$

Низкий коэффициент аппроксимации $R^2=0,37$ объясняется разнообразием литотипов - глины, гравелиты, песчаники и для каждого литотипа своя связь пористости с проницаемостью, построить которые в настоящей работе не представляется возможным из-за ограниченного количества изученных образцов. Кроме этого для гравелитов даже при массовом определении получение устойчивой связи проблематично.

Определение УЭС. Замеры электрического сопротивления пород выполнены при 100-ной % и переменной водонасыщенности образцов на 29 образцах. Зависимости параметра пористости (Рп) от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности представлены на рис. 3.5.3 а,б при условии Рп=1 и Кп=1

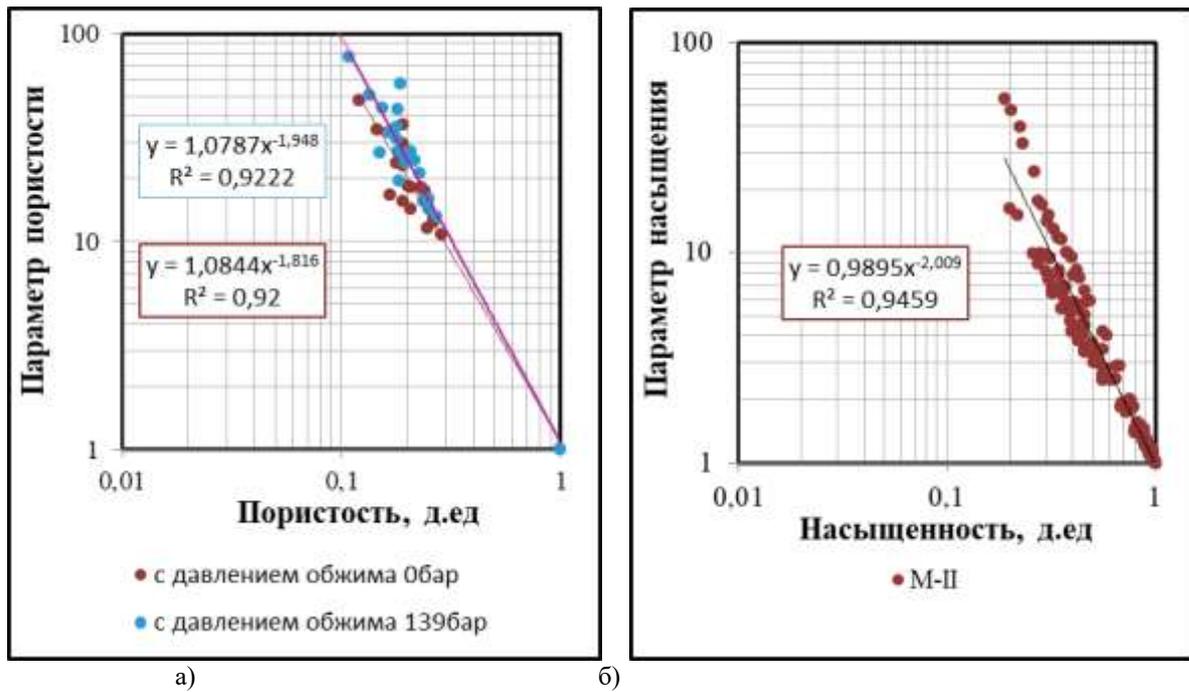


Рисунок 3.5.3 - Связь параметра пористости с пористостью и параметра насыщения с коэффициентом водонасыщенности. (скв.3, 5)

Образцы насыщались моделью пластовой воды с электрическим сопротивлением 0,0837 Ом*м, замеры выполнялись при давлениях обжима 0 и 139 бар. Полученные связи для параметра пористости описываются уравнениями:

$$\text{При давлениях обжима 0бар: } P_n = 1,0844 * K_n^{-1,816} \quad (R^2 = 0,92)$$

$$\text{При давлениях обжима 139бар: } P_n = 1,0787 * K_n^{-1,948} \quad (R^2 = 0,92)$$

для параметра насыщения уравнением:

$$P_n = 0,989 * K_v^{-2,009} \quad (R^2 = 0,945)$$

Исходные данные для построения петрофизических связей $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_v)$ приведены в таблицах 6.4 и 6.5., Книга 1 (ПЗ-2021г.)

Остаточная водонасыщенность, кривые капиллярного давления. Кривые капиллярного давления в системе «воздух - модель пластовой воды» получены методом полупроницаемой мембраны на 19 образцах кернa из горизонта М-II.

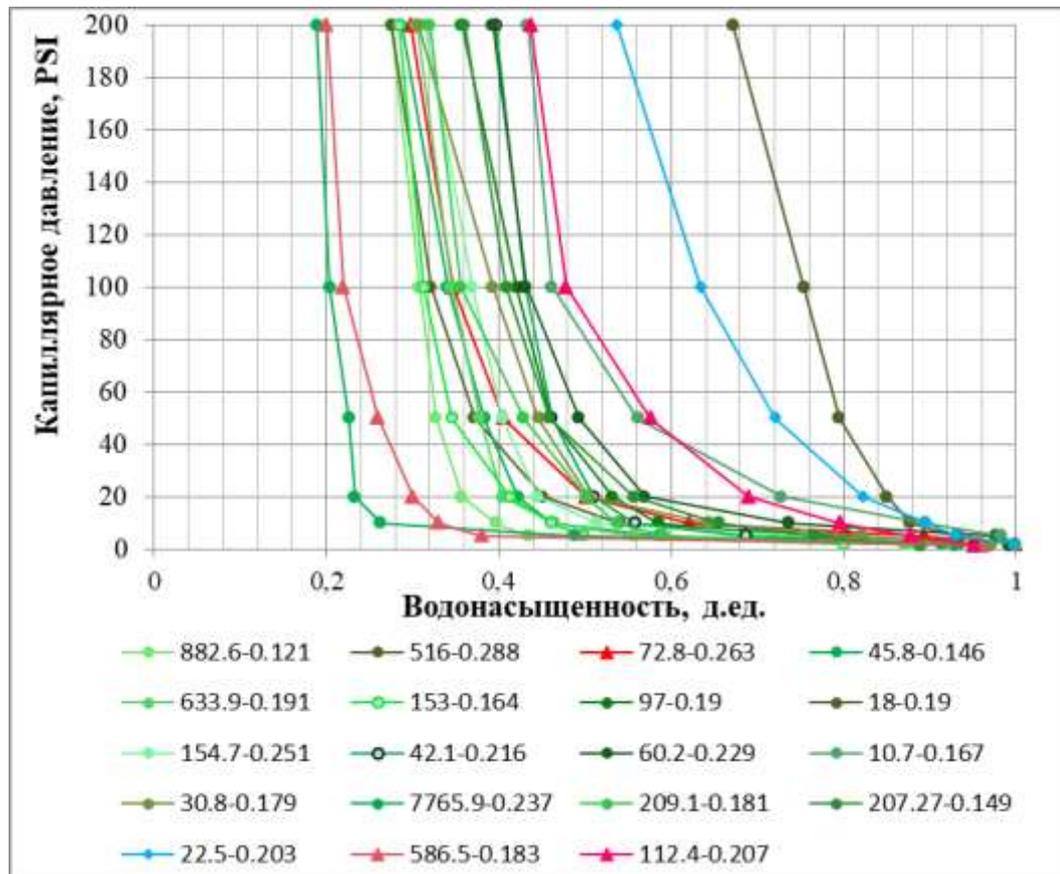


Рисунок 3.5.4 - Кривые капиллярного давления горизонта М-II

Шифр кривых: красные- песчаники; зеленые – гравелиты; голубая-алевролиты; шифр легенды: числитель-проницаемость, мД; знаменатель - пористость пород, д.ед.

По связи капиллярного давления с водонасыщенностью на 17 образцах из 19-ти с пористостью 0,12-0,28 д.ед. и проницаемостью 10,7-7765,9 мД можно заметить выход на остаточную водонасыщенность уже при давлении 50 psi. Образцы 16ds(алевролит) и 21ds(гравелит глинистый) при давлении 200 psi с водонасыщенностью 0,537 и 0,672 д.ед. близки к остаточной водонасыщенности, но еще не достигли. Фильтрационно-ёмкостные свойства образцов и результаты определения водонасыщенности при максимально достигнутом капиллярном давлении 200 psi представлены в ПЗ-2021 г. табл. 6.6, Книга 1.

На рис. 3.5.5 а,б показана связь остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью с учётом литотипа пород.

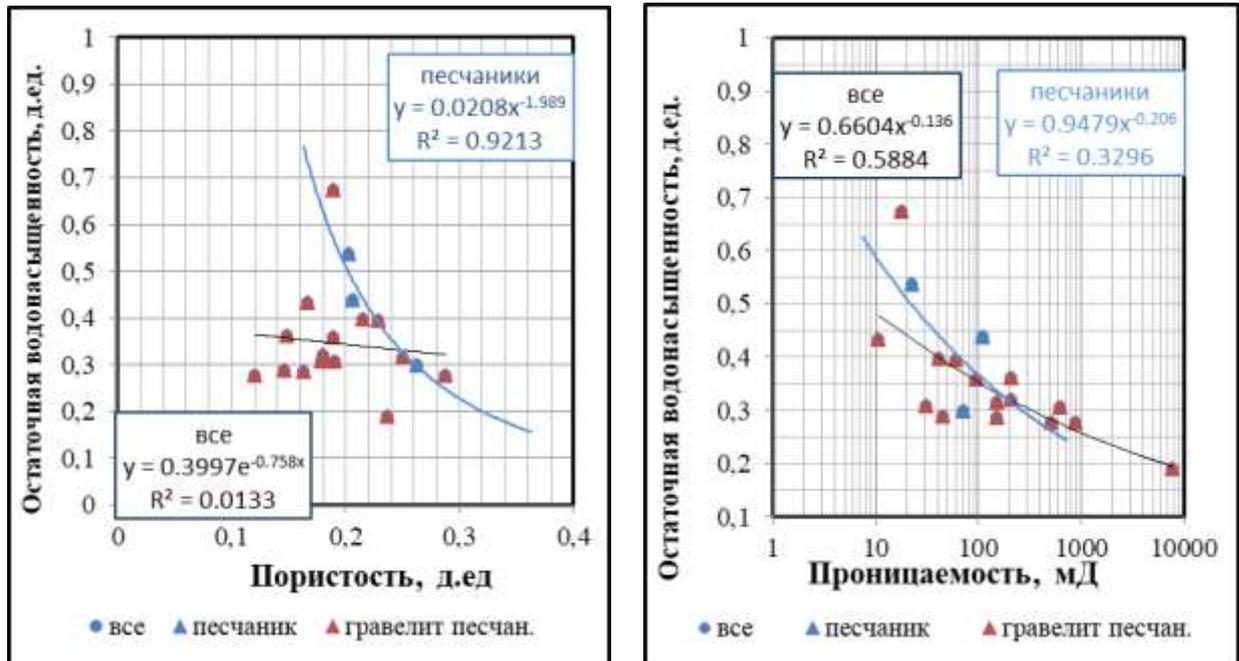


Рисунок 3.5.5 -Связь остаточной водонасыщенности с пористостью (а) и проницаемостью (б).

По имеющимся анализам Ков песчаников зависит от пористости, а для гравелитов такая связь отсутствует. При сопоставлении с проницаемостью литотип не имеет значения.

Определение коэффициента вытеснения нефти водой. Коэффициент вытеснения нефти водой определялся на образцах керна, отобранных из скважин 3,5. В эксперименте участвовали 14 образцов с проницаемостью от 8,4 до 836,2 мД. Вытеснение нефти из образца было произведено при пропитке водой с постоянной заданной скоростью методом центрифугирования. Результаты представлены в таблице 3.5.6.1.

Таблица 3.5.6.1 - Основные параметры моделей и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

Образец	Скв	Глубина, м	Пористость, %	Кпр, мД	Swi, %	Sor, %	Квыт (от общего объема нефти), %	Квыт (от объема пор), %
10ds	3	1433,56	17,12	99,07	34,89	31,52	51,58	33,59
12ds	3	1434,13	19,64	100,1	67,32	14,13	56,77	18,56
14ds	3	1434,44	25,13	140,2	39,44	22,63	62,62	37,92
17ds	3	1435,97	23,16	52,16	64,16	18,48	48,44	17,36
18ds	3	1436,12	17,18	8,43	59,11	26,27	35,75	14,62
19ds	3	1436,36	17,94	47,65	62,37	22,52	40,16	15,11
25ds	3	1438,6	17,47	190,6	42,60	21,18	63,09	36,21
26ds	3	1438,9	14,82	188,6	52,52	20,65	56,50	26,83
13ds	5	1418,03	12,06	836,2	28,90	15,00	78,91	56,11
14ds	5	1420,23	28,78	482,5	24,85	15,44	79,46	59,71
15ds	5	1420,42	26,33	63,43	31,48	8,28	87,91	60,24
16ds	5	1420,68	20,35	18,55	56,16	9,74	77,78	34,10
17ds	5	1421,44	14,61	39,10	29,73	10,36	85,26	59,92
18ds	5	1421,55	19,14	596,4	28,50	16,85	76,43	54,65

Определение фазовых проницаемостей методом центрифугирования.

Относительная фазовая проницаемость была измерена путем вытеснения воды методом центрифугирования при постоянной скорости вращения. Результаты эксперимента по определению фазовых проницаемостей приведены на рис. 2.4.5.

По связи относительной фазовой проницаемости с водонасыщенностью одинаковое содержание воды и нефти в потоке при значениях водонасыщенности в разных образцах от 57% до 80%. Для чистых песчаников равный приток нефти и воды при водонасыщенности в диапазоне 56-70%, в среднем 65% и для гравелитов 70-80% в среднем 75%, т. е. граничное значение нефтенасыщенности изменяется от 25-40%. Учитывая отсутствие по ГИС критериев разделения песчаников и гравелитов, в настоящей работе рекомендовано в качестве граничного использовать значение $K_{в_гр}=0,40$ д.ед

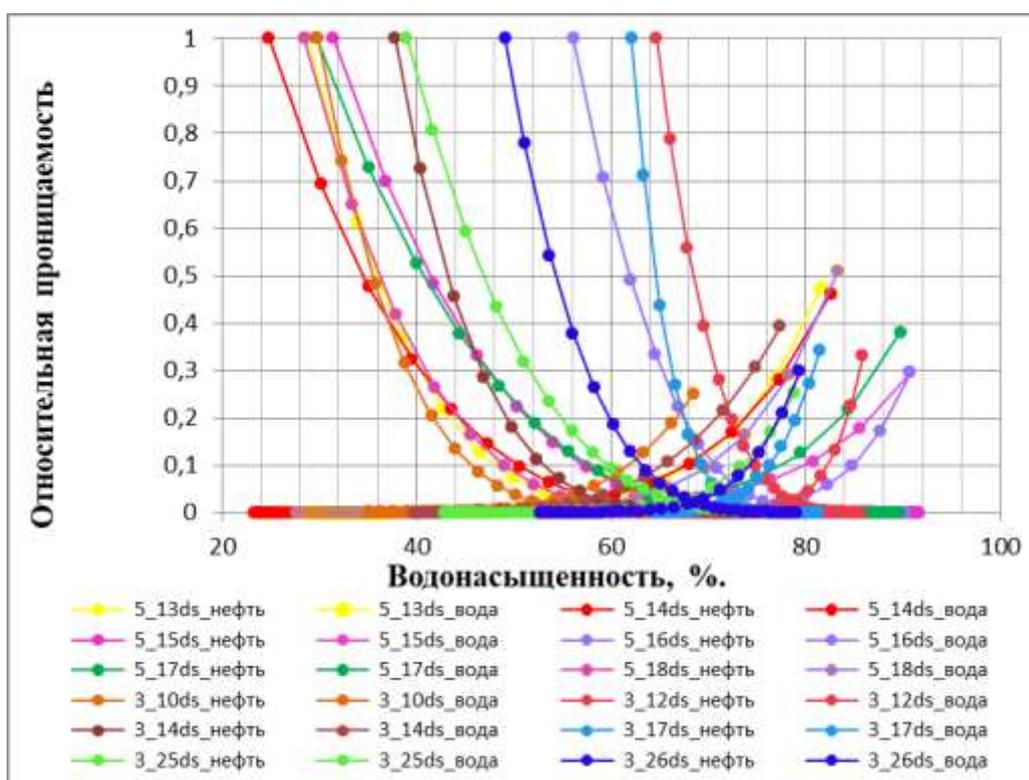


Рисунок 3.5.6 - Относительные фазовые проницаемости нефти и воды.
Шифр кривых – номер модели

Смачиваемость пород методом центрифугирования. Определение показателя смачиваемости было выполнено по методу Амотта. Индекс смачиваемости был рассчитан по кривым полученным после проведения вторичного дренирования и пропитки (таблица 3.5.6.2)

Таблица 3.5.6.2 - Результаты определения индекса смачиваемости

Образец	Скважина	Глубина, м	Пористость, %	Kg, мД	Swi (д.ед.)	USBM индекс	Amott индекс
10ds	3	1433,56	17,1	99,07	0,275	0,334	0,129
12ds	3	1434,13	19,6	100,10	0,616	0,771	0,255
14ds	3	1434,44	25,1	140,22	0,346	0,170	0,040
17ds	3	1435,97	23,2	52,16	0,594	0,219	0,054
18ds	3	1436,12	17,2	8,43	0,559	0,453	0,143
19ds	3	1436,36	17,9	47,65	0,604	0,329	0,066

Характеристика современного состояния окружающей среды

25ds	3	1438,60	17,5	190,61	0,367	0,994	0,359
26ds	3	1438,90	14,8	188,65	0,459	0,740	0,262
13ds	5	1418,03	12,06	282,48	0,299	-0,025	0,035
14ds	5	1420,23	28,77	120,09	0,219	0,127	0,01
15ds	5	1420,42	26,33	13,69	28,93	0,097	0,027
16ds	5	1420,68	20,35	3,45	50,99	0,292	0,093
17ds	5	1421,44	14,61	11,52	28,05	0,278	0,063
18ds	5	1421,55	19,1	167,14	0,274	0,073	0,029

По результатам лабораторных анализов смачиваемости методом центрифугирования по индексу USBM смачиваемость находится в диапазоне (-0,025)-0,994 т.е. от гидрофильной до гидрофобной, а по индексу Amott в диапазоне 0,01-0,359 все образцы в гидрофильном .

Выводы: Сопоставление пористости с проницаемостью, полученную на образцах горизонта демонстрирует М-II слабую связь, в связи с разнообразием литотипов, т.е. с присутствием гравелитов в образцах. По результатам анализов принятое граничное значение для пористости $K_{п_гран}=0,11$ д.ед. и для проницаемости $K_{пр_гран}=1$ мД.

По связям Ков-Кп, Ков-Кпр можно увидеть зависимость песчаников от пористости, а для гравелитов такая связь отсутствует. При сопоставлении с проницаемостью литотип не имеет значения.

По данным фазовых проницаемостей для чистых песчаников равный приток нефти и воды при водонасыщенности в диапазоне 56-70%, в среднем 65% и для гравелитов 70-80% в среднем 75%, т.е. граничное значение нефтенасыщенности изменяется от 25-40% и принято граничное значение $K_{нг_гр}=0,40$ д.ед.

3.5.7 Запасы нефти и растворенного газа

По состоянию на 02.01.2021 года по месторождению Бухарсай утвержден подсчет запасов нефти и растворенного газа (Протокол ГКЗ РК №2329-21-У от 30.06.2021 года).

Всего по месторождению геологические/ извлекаемые запасы нефти составили 3332 (2218) тыс.т, из них на категорию C_1 приходится 3108/ 1175 тыс.т или 93,3%, на категорию C_2 – 224/ 43 тыс.т или 6,7%.

Основные извлекаемые запасы промышленной категории C_1 сосредоточены в залежи М-II – 96,5% (1175 тыс.т) от всех подсчитанных по этой категории, разрабатываемой двумя недропользователями АО «ПККР» и ТОО «Саутс Ойл».

Извлекаемые запасы по категории C_2 оценены в северной части залежи М-II (территория АО «ПККР»), которые составили 3,5% (43 тыс.т).

В пределах контрактной территории АО «ПККР» геологические/ извлекаемые запасы нефти по категории C_1 составили 1944/ 709 тыс.т или 62,5% от подсчитанных по

этой категории, по категории С₂ составили 224/ 43 тыс.т. Из них 1723/ 689 тыс.т приходится на залежь М-П.

По контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл» по категории С₁ геологические/ извлекаемые запасы составили 1164/ 466 тыс.т или 37,5%.

Геологические/ извлекаемые запасы растворенного газа по залежам в целом составили 97/ 30,5 млн.м³, из них на категорию С₁ приходится – 92/ 29,5 млн.м³, на категорию С₂ – 5/ 1 млн.м³.

В таблице 3.5.7.1 представлены начальные и остаточные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа.

В целом по залежи М-П, оцененной по категории С₁, с учетом накопленной добычи нефти на 01.06.2021 г. равной 182,52 тыс.т и растворенного газа 4,27 млн. м³ остаточные извлекаемые запасы нефти равны 992,48 тыс. т и растворенного газа 25,23 млн. м³ (табл. 2.5.1).

По контрактной территории АО «ПКР» остаточные извлекаемые запасы нефти составили 568,89 тыс. т и растворенного газа 15,70 млн. м³.

По контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» остаточные извлекаемые запасы нефти составили 423,59 тыс. т и растворенного газа 9,53 млн. м³.

Табл. 3.5.7.1 - Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.06.2021 г.

Горизонт	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Ср. взвеш. нефтенасыщен. толщ. на, м	Нефте-насыщенный объем, тыс.м ³	Коеффициент пористости, д.ед.	Коеффициент нефтенасыщенности, д.ед.	Плотность нефти в поверхност. условиях г/см ³	Пересчетный коеффициент, д.ед.	Начал. геологические запасы нефти, тыс.т	КИН, д.ед.	извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Добыча нефти, тыс.т на 01.06.2021г.	Остаточные запасы нефти, тыс. т.		Газо содержание, м ³ /т	Начал. запасы растворенного газа, млн.м ³		Добыча раств. газа, млн. м ³ на 01.06.2021г.	Остаточные запасы раствор. газа, млн.м ³	
														геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые
АО "ПКР"																					
М-0	C ₁	НВ	769	1,4	1077	0,19	0,44	0,783	0,903	64	0,156	10				44,1	3	0,4			
		всего	769	1,4	1077					64		10					3	0,4			
М-II	C ₁	Н	624	14,5	9057	0,19	0,58	0,792	0,900	711	0,419	298				24,1	17	7,2			
		НВ	1784	7,9	14090	0,18	0,56	0,792	0,900	1012	0,386	391				24,1	24	9,4			
		всего	2408	9,6	23147					1723		689	140,11	1582,89	548,43		41	16,6	2,60	38,40	14,00
	C ₂	НВ	1058	2,9	3121	0,18	0,56	0,792	0,900	224	0,193	43				24,1	5	1,0			
		всего	1058	2,9	3121					224		43				5	1,0				
PZ	C ₁	Н	882	2,7	2387	0,10	0,86	0,778	0,777	124	0,065	8				130,6	16	1,0			
		НВ	439	1,4	635	0,10	0,86	0,778	0,777	33	0,060	2				130,6	4	0,3			
		всего	1321	2,3	3022					157		10					20	1,3			
Итого по АО "ПКР"	C ₁		4498	6,1	27246					1944	0,365	709	140,11	1803,89	568,89		64	18,3	2,60	61,40	15,70
	C ₂		1058	2,9	3121					224	0,193	43					5	1,0			
ТОО "Саутс Ойл"																					
М-II	C ₁	Н	340	16,6	5649	0,18	0,59	0,792	0,900	428	0,421	180				24,1	10	4,3			
		НВ	1114	9,0	10039	0,21	0,49	0,792	0,900	736	0,388	286				24,1	18	6,9			
		всего	1454	10,8	15688					1164		466	42,41	1121,59	423,59		28	11,2	1,67	26,33	9,53
Итого по ТОО "Саутс Ойл"										1164		466	42,41	1121,59	423,59		28	11,2	1,67	26,33	9,53
М-II в целом	C ₁		3862	10,1	38835					2887	0,400	1155	182,52	2704,48	972,02		69	27,8	4,27	64,73	23,53
	C ₂		1058	2,9	3121					224	0,193	43					5	1,0			
В целом по месторождению:	C ₁		5952	13,5	42934					3108	0,378	1175	182,52	2925,48	992,48		92	29,5	4,27	87,73	25,23
	C ₂		1058	6,9	3121					224	0,193	43					5	1,0			

3.6 Почвы

Почвы картируемой территории представлены определенным видовым составом, существенно отличаясь по качеству. Тем не менее, многие из них характеризуются общностью некоторых признаков, в частности, повышенной карбонатностью, щелочной реакцией почвенного раствора, присутствием хлористых и сернокислых водно-растворимых солей, отсутствием макроструктуры, слоистым сложением генетических горизонтов, малым содержанием гумуса

- Серо-бурые пустынные почвы
- Солончаки
- Солонцы

Общей особенностью почвенного покрова является: слабая дифференциация почвенного профиля на генетические горизонты, низкая гумусность, выпотной характер водно-солевого режима, сульфатный и хлоридно-сульфатный тип засоления, щелочная реакция водной суспензии.

Антропогенная нарушенность почв обуславливается как сельскохозяйственными, так и техногенными факторами, проявляясь в виде локальной и линейной деградации почвенного покрова.

В зависимости от характера антропогенного воздействия деградация почвенного покрова проявляется в полном или частичном уничтожении верхних генетических горизонтов почвенного профиля, нарушении их мощности, изменении физических (плотность, структура, порозность, связность, агрегированность и др.) и химических (содержание гумуса, элементов зольного питания, высокомолекулярных соединений, реакция почвенных суспензий, распределение солей по профилю и др.) свойств почв, нарушении водного режима.

Основными видами воздействия на почвенный покров является сельскохозяйственное и техногенное воздействие, которые проявляются через физическое (животными, человеком) и механическое (техногенное) нарушение. Все виды воздействия носят локальный и линейный характер.

На контрактной территории антропогенное воздействие на почвенный покров проявляется в форме механических и физических нарушений. В силу того, что зональные почвенные разности по своим морфогенетическим, водно-физическим и водно-химическим свойствам устойчивы к любым видам антропогенного воздействия, а выявленные нарушения незначительны по площади, общую степень нарушенности почвенного покрова можно классифицировать как слабая.

Характеристика почв

Почвы картируемой территории представлены определенным видовым составом, существенно отличаясь по качеству. Тем не менее, многие из них характеризуются общностью некоторых признаков, в частности, повышенной карбонатностью, щелочной реакцией почвенного раствора, присутствием хлористых и сернокислых водно-растворимых солей, отсутствием макроструктуры, слоистым сложением генетических горизонтов, малым содержанием гумуса.

Серо-бурые пустынные почвы. Серо-бурые пустынные почвы занимают ведущее положение в структуре почвенного покрова месторождения. Они формируются в автоморфных условиях при непромывном типе водного режима. Генетическими особенностями серо-бурых пустынных почв являются малая мощность почвенного профиля, низкое содержание гумуса, значительное накопление карбонатов с максимумом в верхнем горизонте, высокое содержание гипса на небольшой глубине. Эти особенности предопределены как общей аридностью биоклиматических условий формирования, так и свойствами почвообразующих пород.

В пределах обследованной территории серо-бурые пустынные почвы представлены родами нормальных и солонцеватых.

Серо-бурые пустынные нормальные почвы образуют однородные контура при формировании на плоских и слабоволнистых поверхностях; осложненных денудационными останцами и понижениями, залегают в комплексе и сочетании с солонцами пустынными и серо-бурыми солонцеватыми почвами. Растительный покров представлен полынными, полынно-боялычевыми ассоциациями при незначительном участии эфемеров.

Профиль серо-бурых нормальных почв довольно четко дифференцирован на генетические горизонты. Для него характерно наличие в верхней части палево-серой ноздреватой корки (2-5 см), разбитой трещинами, с залегающим под ней слоеватым рыхловатым светло-серым подкорковым горизонтом мощностью до 7-10 см. Средняя часть профиля (горизонт В) отличается заметным уплотнением и побурением, крупнокомковатой, иногда глыбистой структурой, глазковыми выделениями карбонатов. Гипс отмечается в виде жилковых и друзообразных скоплений в нижней части профиля.

Серо-бурые пустынные нормальные почвы очень бедны гумусом, содержание которого не превышает 0,8–1,2 %. Несмотря на бедность органическим веществом, почвы средне обеспечены подвижными формами азота и калия при слабой обеспеченности подвижным фтором. Сумма обменных оснований едва достигает 10 мг-экв на 100 г почвы, из которых 85-90 % приходится на кальций, 10-12 % на магний и 1-3 % на натрий и калий. Некоторая засоленность серо- бурых пустынных нормальных почв наблюдается глубже 70100 см, она

обусловлена преимущественно сернокислыми солями. Содержание гипса в нижней части профиля может достигать 30 % и более. По механическому составу преобладают суглинистые разновидности.

Серо-бурые пустынные солонцеватые почвы занимают немногочисленные нано- и мезопонижения в рельефе в сочетании с бурыми нормальными почвами, а также микро- и мезоповышения в комплексах с солонцами пустынными, формируясь преимущественно под биюргуново-полынной, биюргуново-боялычевой растительностью. Обширных однородных контуров, как правило, не образуют. Развиваются они на более засоленных почвообразующих породах.

Серо-бурые пустынные солонцеватые почвы встречаются обычно либо в комплексе с солонцами пустынными, либо пятнами среди нормальных зональных почв. Они формируются, как правило, при наличии тяжелых фракций в почвообразующих породах. Профиль солонцеватых почв отличается более отчетливой дифференциацией на генетические горизонты, среди которых выделяется более темной окраской, плотным сложением и ореховатой или глыбистой структурой иллювиальный солонцеватый горизонт. Корковый горизонт более плотный, ноздреватый. В подсолонцовых горизонтах на глубине около полуметра, зачастую, наблюдаются скопления легкорастворимых солей.

По своим физико-химическим свойствам серо-бурые солонцеватые почвы беднее нормальных по содержанию гумуса и питательных веществ, с некоторым увеличением его количества в солонцеватом горизонте (на глубине 35-454 см) по сравнению с выше лежащим горизонтом (15-25 см).

Отличительной особенностью этих почв является состав поглощенных оснований. На фоне общих невысоких значений емкость поглощения в иллювиальном горизонте увеличивается до максимальных величин (12,8 мг/экв на 100 г почвы) во всем профиле. В составе поглощенных оснований доминируют катионы кальция и магния, а также отмечается повышенное (до 15%) содержания обменного натрия. Реакция водных суспензий из серобурых солонцеватых почв по всему профилю щелочная с увеличением в солонцеватом горизонте до сильно щелочной. Серо-бурые солонцеватые почвы, как и все пустынные почвы, характеризуются повышенной карбонатностью уже с поверхности. Максимум углекислоты сосредоточен сразу под солонцеватым горизонтом. С глубины 30-50 см в заметных количествах появляются легкорастворимые соли, с преобладанием сульфатного и хлоридно-сульфатного типов засоления. С глубины одного метра в заметных количествах появляется гипс. По механическому составу серо-бурые солонцеватые почвы обычно средне- и тяжелосуглинистые, так как накопление илистых частиц и утяжеление механического состава отмечается в солонцеватом горизонте.

Наличие прочного коркового и уплотненного солонцеватого горизонтов определяют относительную устойчивость серо-бурых солонцеватых почв к механическим антропогенным воздействиям особенно в сухом состоянии.

Серо-бурые пустынные гипсоносные почвы встречаются в суффозионно-эрозионных котловинах северо-западной и южной частях территории и на сильно эродированных склонах (чинках), в нижней части почвенного профиля которых с глубины 50 см отмечается повышенное (до 30-40%) скопление гипса в виде гипсового песка и друз при значительно меньшем содержании карбонатов. Характеризуются невысоким содержанием органических веществ и общего азота, с постепенным уменьшением вниз по профилю. Отношение органического углерода к азоту незначительно изменяется с глубиной. Верхняя часть профиля серо-бурых гипсоносных почв свободна от легкорастворимых солей. В гипсовых горизонтах их количество резко увеличивается за счет сульфатов и во втором полуметре превышает 1,0%. Реакция водных суспензий - щелочная по всему профилю. По механическому составу почв преобладают среднесуглинистые разновидности.

Наличие близко к поверхности гипсового горизонта, часто содержащего в больших количествах легкорастворимые соли, определяют более слабую устойчивость серо-бурых гипсоносных почв к антропогенным нагрузкам.

Серо-бурые пустынные эродированные почвы сформировались на крутых склонах (чинках) эрозионно-денудационного плато. Образование их связано с проявлением эрозионных и гравитационных процессов, приводящих к потере тонкодисперсной массы почвы. Из-за протекающих геодинамических процессов морфологический профиль эродированных почв характеризуется малой мощностью, зацебненностью, повышенной карбонатностью и более высоким залеганием легкорастворимых солей, пониженным содержанием гумуса и питательных веществ. Из-за сильной смывости верхних горизонтов в них отмечается более близкое залегание к поверхности горизонтов скопления карбонатов, легкорастворимых солей и гипса. Активно проявляющиеся эрозионные и гравитационные процессы приводят к ухудшению структурного состояния почв, слабой устойчивости их к любым видам антропогенного воздействия.

Такыровидные солонцевато-солончаковатые почвы распространены в западной предчинковой части территории в результате аккумуляции продуктов разрушения эрозионно-аккумулятивными процессами. Относительная молодость такыровидных почв и продолжающаяся аккумуляция мелкоземистых фракция предопределяет нестабильное состояние почвенного профиля. Наиболее стабильными морфологическими признаками является наличие на поверхности уплотненного коркового горизонта, разбитого тонкими трещинами на полигональные отдельности, и слоегато-чешуйчатого подкоркового горизонта.

Корковый горизонт светло-серой окраски маломощный, пористый или ноздревато-пористый, в нижней части распадается на отдельности. Мощность корки в зависимости от родовой принадлежности почв изменяется от 3 до 10 см. Под коркой залегает горизонт, имеющий слоеватую или пластинчатую структуру, мощностью 8-12 см. Горизонт "В" у такыровидных почв не всегда хорошо выражен. Более четкие признаки - буроватая окраска, глыбистая или ореховатая структура, заметное уплотнение - отмечается у почв с признаками солонцеватости. Под горизонтом "В", а нередко и сразу под коркой залегает слоистая почвообразующая порода. Такыровидные солончаковые почвы бедны запасами органического вещества и элементов питания растений. Количество гумуса даже в верхнем горизонте менее 1,0% и резко убывает с глубиной. Для такыровидных почв характерна повышенная карбонатность, корке количество углекислоты составляет около 4,0%, с глубиной оно несколько увеличивается, а глубже изменяется без явной аккумуляции в каком-либо горизонте. Емкость поглощения этих почв определяется преимущественно количеством минеральных коллоидов. В корковом супесчаном горизонте сумма обменных катионов невысокая - около 6,0 мг-экв. на 100 г почвы. С утяжелением, механического состава до глинистого эта величина возрастает до 8,0 мг-экв. на 100 г почвы. В составе поглощенных оснований преобладает катион кальция.

Засоление такыровидных почв широко варьирует как по вертикальному профилю, так и в пространстве. Характер засоления определяется составом почвообразующих пород, прошлыми стадиями развития почв и направлением современного процесса почвообразования. Химизм засоления в горизонтах свободных от легкорастворимых солей сульфатно-гидрокарбонатный с глубиной переходящий в сульфатно-хлоридный. Реакция водных почвенных суспензий в верхних горизонтах щелочная, а в почвообразующей породе - сильно щелочная. Механический состав горизонтов, слагающих профиль такыровидной солончаковой почвы суглинистого. Отличительной особенностью такыровидных солонцевато-солончаковых почв контрактной территории является то, что корковый горизонт имеет более легкий механический состав и отсутствует перераспределение гранулометрических фракций по профилю.

В силу выше сказанного такыровидные солонцевато-солончаковые почвы обладают слабой устойчивостью к антропогенным воздействиям.

Такыры типичные на контрактной территории имеют ограниченное распространены, сформировавшись в отрицательных элементах рельефа, где аккумулируется жидкий и твердый геохимический сток с окружающих более высоких поверхностей. Испаряясь тонкодисперсные продукты стока уплотняются на поверхности, превращаясь в плотную корку, разбитую полигональными трещинами усыхания. Такыры практически полностью лишены высшей растительности за исключением лишайников и водорослей, активно развивающихся в периоды

затопления, а после высыхания образуя на поверхности тонкие свертывающиеся пленки. В морфологическом профиле такыров выделяется мощная, плотная, пористая, палево-серая корка, мощность которого варьирует (от 2 до 8 см) в зависимости от интенсивности стоковых процессов. Под коркой располагается плитчатоглыбистый подкорковый горизонт (8-12 см) грязновато-буроватой окраски, переходящий в почвообразующую породу со следами окислительно-восстановительных процессов (ржавые, глеевые пятна и примазки). Для такыров характерна повышенная карбонатность, накопление в подкорковом горизонте легкорастворимых солей, минимальное содержание гумуса, который накапливается за счет сноса тонкодисперсных органоинеральных коллоидов с окружающих территорий. В составе поглощенных оснований такыров в значительных количествах может содержаться обменный натрий, что наряду с сильно щелочной реакцией водных суспензий может способствовать значительному набуханию почвенной массы во влажном состоянии и высокой плотности в сухом. По гранулометрическому составу преобладают глинистые и тяжелосуглинистые разновидности.

Такыры, бронированные с поверхности очень плотной в сухом состоянии коркой, весьма устойчивы к антропогенным механическим воздействиям в наиболее сухое время года, но при увлажнении происходит набухание, что затрудняет проведению каких-либо работ на них.

Солонцы

Почвы солонцового типа в районе исследований распространены повсеместно. В зависимости от режима увлажнения здесь сформировались солонцы пустынные солончаковатые, обычно образуя комплексы с зональными почвами в различных соотношениях, от нескольких до 50 и более процентов.

Солонцы пустынные встречаются почти повсеместно в основном в комплексе и сочетании с серо-бурыми, солончаками и такырами. Почвообразующими породами служат гипсоносные глинистые, суглинистые, реже супесчаные морские и континентальные плиоцен-четвертичные отложения. Поэтому данные почвы в большинстве случаев засолены уже с поверхности. По своей структуре солонцы контрактной территории глыбистые или крупнокомковато-ореховатые. По содержанию и составу гумуса солонцы пустынные почти не отличаются от зональных почв, лишь с небольшим убыванием его книзу, либо его содержание остается на том же уровне и в верхнем слое колеблется в пределах 0,4-0,8%. По механическому составу преобладают солонцы суглинистые (содержание иловатых фракций составляет менее 50%). Все солонцы засолены. Тип засоления сульфатно-хлоридной, с плотным остатком 0,52-2,16%. Емкость поглощения составляет 15-35 мг/экв. Повышенное содержание легкорастворимых солей обнаружено с 15-30 см, поэтому все эти солонцы носят солончаковый характер и являются слабо устойчивыми к антропогенным воздействиям.

Солончаки

На территории района солончаки распространены фрагментарно в северной, западной и южной частях территории. Они сформировались либо на самых низких и наименее дренированных поверхностях, служащих очагами местного солесбора, либо на склоновых (чинковых) участках, где на поверхность выходят сильно засоленные материнские породы. Источниками их засоления являются соли, поступающие от близких и сильно минерализованных грунтовых вод и остаточной засоленности материнских пород. Солончаки - почвы выпотного водного режима, содержащие в поверхностном горизонте свыше 1,0% легкорастворимых солей. На контрактной территории участка встречаются солончаки типичные (обыкновенные), соровые и пухлые.

Солончаки типичные (обыкновенные) наиболее распространенный на участке тип солончаков. Они сформировались на шлейфах конусов выноса и крутых эродированных склонах, где близко к поверхности располагаются засоленные материнские породы и встречаются преимущественно в комплексе или сочетании с солонцами пустынными и с серобурыми эродированными почвами. Солончаки обыкновенные, особенно формирующиеся на выходах засоленных материнских пород очень бедны органическими веществами (содержание гумуса менее 0,9%). Аналогичный характер распределения по вертикальному профилю и общего азота. Почвы характеризуются повышенной карбонатностью, но явного максимума скоплений карбонатов не обнаруживается. Реакция почвенных растворов щелочная, изменяется от 8,6 в поверхностном горизонте, до 8,0 в почвообразующей породе. Механический состав солончаков обыкновенных изменяется в зависимости от гранулометрического состава почвообразующих пород, на которых они формируются, обычно от легких до средних суглинков. Солончаки обыкновенные содержат значительное количество легкорастворимых солей уже с поверхности, их профиль почти постоянно имеет повышенное увлажнение, кроме того, они занимают склоновые эродированные участки. Все выше перечисленное предопределяет слабую устойчивость солончаков к антропогенным воздействиям.

Солончаки соровые занимают плоские днища различного рода замкнутых понижений, где аккумулируется поверхностный жидкий и твердый геохимический сток с окружающих более высоких территорий. Накопление солей в сорах происходит также за счет капиллярного поднятия к поверхности и выкристаллизации солей сильно минерализованных грунтовых вод (рассолов), залегающих на глубине 0,5-2,0 м при близкого залегания к поверхности засоленных материнских пород. Сорковые солончаки практически не затронуты процессами почвообразования, и их профиль очень слабо дифференцирован на генетические горизонты. Поверхность, почти полностью лишённая растительности, покрыта слоем скоплений

легкорастворимых солей. Под ним залегает мокрая, вязкая, насыщенная солями масса со следами оглеения в виде сизоватых и зеленоватых пятен и прослоек.

Несмотря на отсутствие растительности, поверхность соровых солончаков содержит небольшое количество гумуса, принесенного временными водотоками. Реакция водной суспензии этих почв щелочная. Из всех солончаков соровые обладают наиболее высоким засолением поверхностных и более глубоких горизонтов. Состав солей находится в тесной связи с характером засоления почв на окружающих территориях и химизмом грунтовых вод. Близкое залегание грунтовых вод определяет повышенную влажность всего профиля и насыщенность почвенной массы легкорастворимыми солями, что делают соровые солончаки труднодоступными для проведения на них любых видов работ и обуславливает очень слабую устойчивость к антропогенным воздействиям.

3.6.1 Современное состояние почвенного покрова

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (Северная часть)

Для характеристики современного состояния почвенного покрова Северной части месторождения Бухарсай, на контрактной территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», использовались мониторинговые данные «Отчета по результатам производственного экологического мониторинга на месторождении Карагандинский блок (контрактная территория 1928) АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» за I квартал 2021 г.» ТОО «Цитрин».

Исследования проводились на месторождении Бухарсай специалистами аккредитованной испытательной лаборатории ТОО «Цитрин» привлеченной на договорной основе.

В соответствии с разработанным порядком проведения мониторинговых исследований на месторождении Бухарсай в I квартале 2021 года были заложены 4 мониторинговые точки для проведения наблюдений за содержанием нефтепродуктов и тяжелых металлов в почвах.

Результаты химического анализа проб почв, отобранных на мониторинговых точках в I квартале 2021 года, представлены на рисунке 3.6.1.

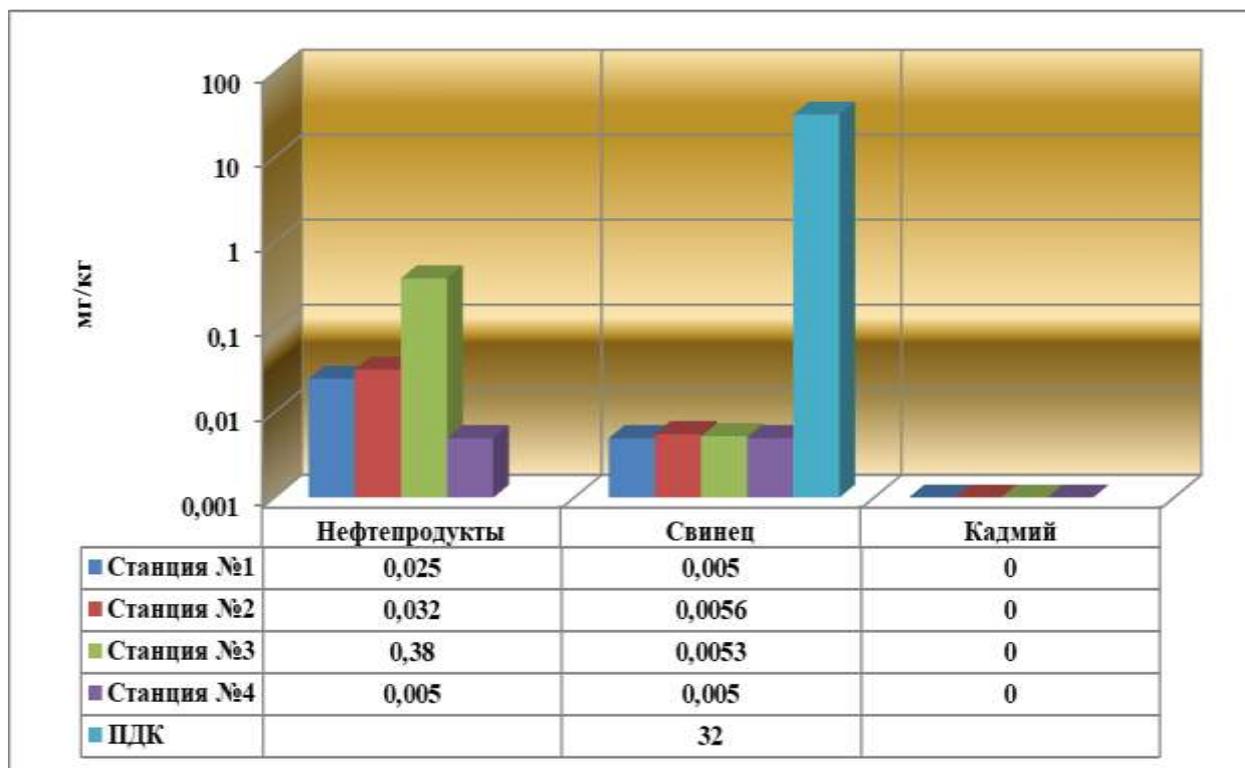


Рисунок 3.6.1. – Средние значения концентрации загрязняющих веществ в почве северной части м/р Бухарсай на границе санитарно-защитной зоны в I квартале 2021 года

По результатам проведенного анализа проб почв в I квартале 2021 года установлено, что превышения ПДК по тяжелым металлам и нефтяным углеводородам на мониторинговых площадках не выявлено, содержание металлов и нефтепродуктов в почвах находится на нормативно-допустимом уровне.

ТОО «САУТС-ОЙЛ» (Южная часть)

Для характеристики современного состояния почвенного покрова Южной части месторождения Бухарсай, на контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ», использовались данные «Отчета по результатам производственного экологического контроля на месторождениях Кенлык, Восточный Акшабулак, Юго-Западный Карабулак, Есжан, Актау ТОО «САУТС-ОЙЛ» за III квартале 2019 года, ТОО «Цитрин», по близко расположенному месторождению Кенлык, т.к. мониторинговые исследования производились в последний раз в III квартале 2019 года

Контролируемые параметры: рН, плотный остаток, медь, цинк, нефтепродукты.

Результаты анализа химического состава почв в III квартале 2019 года в таблице 3.6.2.

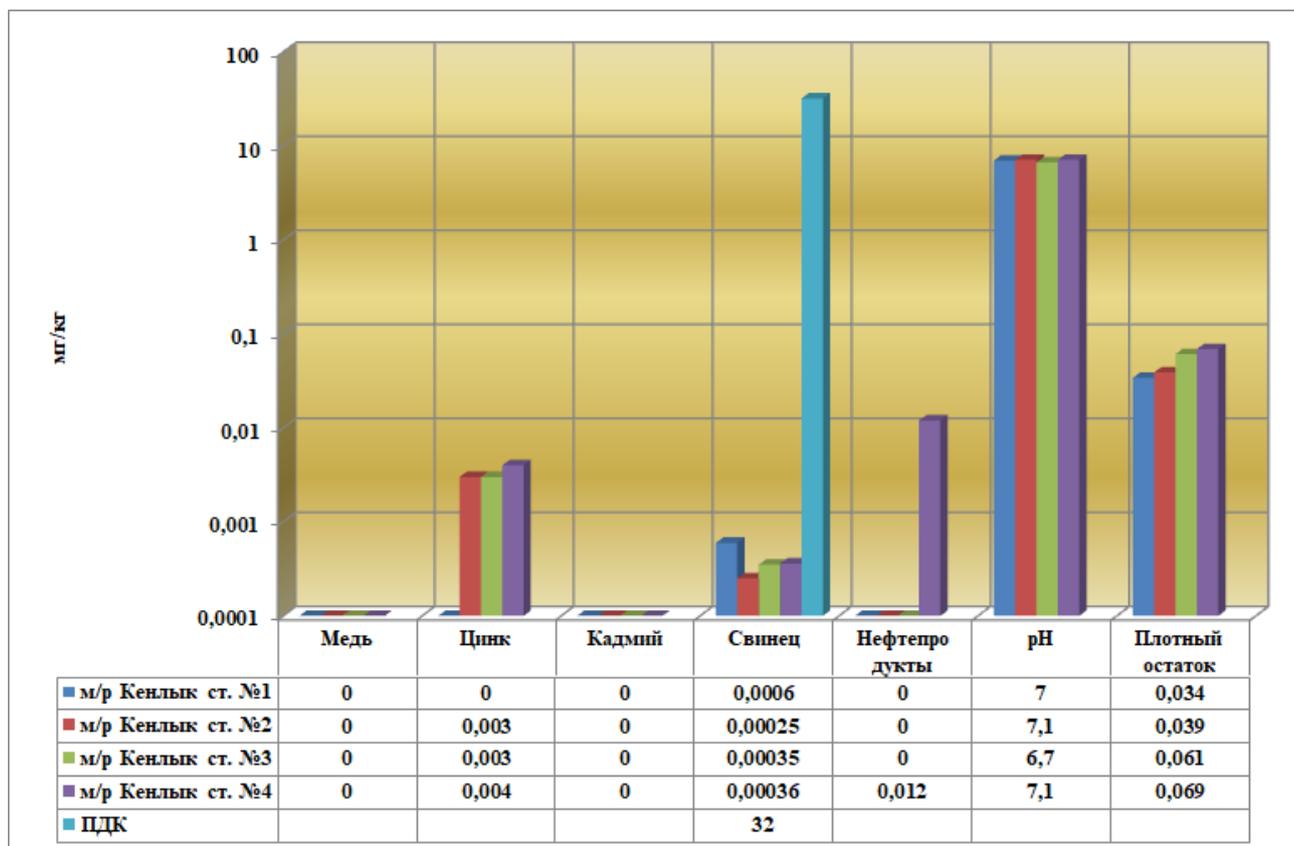


Рисунок 3.6.2. – Результаты анализов загрязняющих веществ в почве на границе санитарно-защитной зоны месторождения Кенлык в III квартале 2019 года

По результатам проведенного анализа проб почв в в III квартале 2019 года установлено, что превышения ПДК по тяжелым металлам и нефтяным углеводородам на мониторинговых площадках не выявлено, содержание металлов и нефтепродуктов в почвах находится на нормативно-допустимом уровне.

3.7 Животный мир

Территория месторождения расположена в зоне средних глинисто-щебнистых пустынь. По данным исследований, в пустынном регионе Казахстана обитает 39 видов млекопитающих, 200 видов птиц, 20 видов рептилий

Млекопитающие. В пустынном ландшафте рассматриваемой территории из-за отсутствия постоянных источников питья и суровых погодных условий, численность и видовое разнообразие млекопитающих невелика. Самым многочисленным является сообщество грызунов (19 видов). Сообщество сформировалось под влиянием трех основных факторов среды обитания: бедности кормовых запасов, недостатка влаги и сильной инсоляции. Первые два условия оказали влияние на уменьшение количества особей по сравнению с другими зонами; на увеличение числа далеко бегающих в поисках корма видов (тушканчик); на залегание в спячку (суслики). Из 19 видов грызунов, обитающих на описываемой территории, 11 видов относятся к семействам песчаников и тушканчиков.

Наиболее характерными представителями млекопитающих данного региона являются тонкопалый суслик, желтый суслик, большинство видов песчанок и тушканчиков, пегий пугорак, ушастый и длинноиглый ежи, заяц-толай, джейран и сайгак. К объектам любительской охоты относятся волк, лисица, заяц-толай и степной хорь.

Земноводные и пресмыкающиеся. В глинистой пустыне, к которой относится исследуемая территория, встречаются 13 видов ящериц, 7 видов змей и 2 вида амфибий. Типичными видами являются сцинковый геккон, гребнепалый геккон, пискливый геккончик, скрытый голопалый геккон, степная агама, такырная круглоголовка, круглоголовкавертихвостка, пестрая круглоголовка, песчаная круглоголовка, ушастая круглоголовка, зайсанская круглоголовка, линейчатая ящурка, полосатая ящурка, центральноазиатская ящурка, песчаный удавчик, полосатый полоз, пятнистый полоз. Основу населения рептилий составляют такырная круглоголовка и полосатая ящурка. Из амфибий изредка встречаются только наиболее приспособленные к засухе зеленая жаба и озерная жаба. Из-за отсутствия свободной влаги, численность амфибий и рептилий очень низкая.

Птицы. В глинистой пустыне обитает 48 видов птиц, включая 15 интразональных видов, встречающихся у артезианских скважин. Из них только 6 видов относится к категории обычных или многочисленных. Это малый и серый жаворонки, плешанки, пустынная славка и пустынная каменка, угод. Наиболее обычная фоновая группа птиц глинистой пустыни - наземно гнездящиеся виды открытых пространств: серый, малый, рогатый жаворонки, саджа, чернобрюхий рябок, канюк-курганник, обыкновенный козодой, желчная овсянка. К птицамнорникам относятся угод, каменка-плюсунья, пустынная и обыкновенная каменки.

Редкие и исчезающие виды, занесенные в Красную книгу Республики Казахстан

Из редких млекопитающих в пределах Арыскупского прогиба может кожанок Бобринского, принадлежащий к отряду рукокрылых.

Редкие и исчезающие виды пернатых, занесённых в республиканскую Красную книгу и охраняемых законом, преобладают на территории обследованных участков в период сезонных миграций. Основное число видов мигрируют из поймы Сырдарьи в сторону Теликольских озёр и вдоль русла Сарысу. Представители некоторых видов возможно гнездятся около временных водоёмов или в районе самоизливающихся артезианских скважин. Всего на территории может быть встречено 27 видов редких пернатых. На пролете встречаются 22 вида. В наземных ценозах гнездится 5 видов редких птиц, из них в значительном числе встречаются лишь 2 вида - степной орел и саджа. Из пролетных в заметном количестве отмечены журавль-красавка и чернобрюхий рябок.

Пути миграции

В районе территории месторождения наиболее активно мигрирующими представителями животного мира являются сайга и представители орнитофауны.

Особенность экологии сайги - постоянное перемещение в пределах территории занимаемой местной популяционной группировкой. Основное направление весенних миграций происходят на север из песков и полупустынь в степи. Представители данной популяционной группировки сайги совершают весенние перемещения в направлении с юговостока Кызылординской области на северо-запад.

Сроки сезонных миграций зависят от климатической ситуации, запасов кормов, водопоев. Наиболее продолжительные кочёвки сайга совершает весной и осенью. Миграцию к местам окота и летовок начинает в конце марта, начале апреля. Скорость миграций колеблется от 5 до 20 км за сутки при благоприятных кормовых условиях, но может возрасти до 40 - 45 км при похолоданиях. В период окота суточная подвижность не превышает 10 км. Максимальная скорость передвижения сайги 80 км в час, а скорость перемещений 40-50 км в сутки. Осенние зимние миграции происходят в направлении с севера на юг. Южная граница миграций определяется климатическими условиями.

Во время миграций сайгаки гибнут на переправах через водоёмы, в районах проезжих дорог и при столкновении с автотранспортом. Стадность колеблется в зависимости от сезона года и биологических циклов. В первой половине декабря стада разделяются на мелкие - гонные группы. В январе, феврале стада увеличиваются. В марте они разделяются на группы самцов и небольшие стада самок. После окота стада распадаются на мелкие группировки, а осенью увеличиваются.

Через долину Сырдарьи в направлении юг - север вдоль временных водоёмов и скважин проходит один из важных в экологическом значении путь миграции пернатых. В большинстве это водоплавающие, хищные пернатые, чайки, журавли, различные кулики. Водоплавающие и околородные пернатые используют при миграции временные водоёмы, соры, артезианские скважины и концентрируются вокруг них. Хищные пернатые мигрируют единичными особями, и совершают пролёт в направлении с юга на север, широким фронтом не придерживаясь определённого пути.

Миграции пернатых - растянутые по срокам весенние и осенние перелёты. В весенний период большинство видов мигрирует в марте-апреле, в осенний - в сентябре-октябре. Сезонные перелёты пернатых проходят по направлению к Теликольским озёрам и вдоль Сарысу на север. Состав пролетных птиц насчитывает более 150 видов. Среди них 2 вида гагар, 2 вида пеликанов, 3 вида цапель, фламинго, 16 видов гусеобразных, 6 видов хищных, 6 видов журавлеобразных, 27 видов куликов, 5 видов чаек и крачек и ряд видов воробьиных.

Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с конца марта до середины мая, наиболее интенсивно в апреле. Наиболее многочисленны весной серый гусь, кряква, чирки, шилохвость, красноносый нырок. Среди обширной группы куликов в большом числе мигрируют круглоносые плавунчики, турухтаны, кулики-воробьи, чернозобики и краснозобики. Среди чаек наиболее многочисленны озерные чайки, среди крачек доминируют белощекая и речная. Среди хищных преобладают степной орёл, камышовый лунь и обыкновенная пустельга. Среди мигрирующих представителей рябковых в подавляющем большинстве встречаются белобрюхий рябок и саджа. Среди воробьинообразных малый и полевой жаворонки, скворцы, коноплянки и овсянки.

Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграций встречаются дендрофильные пернатые дроздовые, славковые, вьюрковые и овсянки, а также птицы открытых пустынных и степных ландшафтов (жаворонки, коньки, трясогузки, каменки).

Осенние миграции птиц в регионе охватывают более длительный период с середины августа по ноябрь. Перемещения в сторону зимовок многих куликов, ракшеобразных, крачек, а из воробьиных птиц славковых, трясогузок, скворцов и др. достаточно интенсивно проходят с середины августа до середины сентября. Массовый пролет водоплавающих и некоторых околоводных птиц проходит в сентябре-октябре, а при позднем наступлении холодов даже в ноябре.

Ночная миграция отмечена у представителей 6 отрядов птиц. Из них в количественном отношении преобладали воробьиные, утиные, кулики и чайки. Плотность ночной миграции в этом районе достаточно высокая в низовьях р.Сарысу составляет 1200 птиц/час на фронт шириной 1 км, что значительно превышает показатели в малообводненных районах, таких как Кызылкумы (540 птиц/час) и близка по параметрам с озерами Балхаш-Алакольской системы (850 птиц/час).

По наблюдениям дневная миграция в большой мере зависит от обводненности территории, ночью миграционные потоки распределены более равномерно, с небольшой концентрацией их над водоемами. Плотность ночной миграции превышает дневную в десятки раз.

Численность мигрирующих птиц различается по сезонам, в пределах 3-4 раз между весной и осенью и обусловлена увеличением количества птиц за счет размножения. Численность водоплавающих пернатых возрастает в 3-5 раза, куликов и чаек - в 2-3 раза.

Таблица 3.7.1 - Видовой состав и характер пребывания птиц

<i>Отряд, вид</i>	<i>Гнездится</i>	<i>Пролет</i>	<i>Зимует</i>
<i>I. Отряд Гагарообразные- Gaviiformes</i>			

Характеристика современного состояния

1. <i>Gavia stellata</i> - Краснозобая гагара	-	III-IV, X	-
2. <i>Gavia arctica</i> - Чернозобая гагара	-	III-IV, X	-
<i>II. Отряд Поганкообразные - Podicipitiformes</i>			
3. <i>Podiceps caspicus</i> - Черношейная поганка	IV-VII	IV, X	-
4. <i>Podiceps auritus</i> - Красношейная поганка	-	IV, X	-
5. <i>Podiceps cristatus</i> - Серощекая поганка	-	IV, X	-
6. <i>Podiceps cristatus</i> - Большая поганка	III-VII	III, X	-
<i>III. Отряд Веслоногие — Pelecaniformes</i>			
7. <i>Pelecanus onocrotalus</i> - Розовый пеликан	-	IV, IX-X	-
8. <i>Pelecanus crispus</i> - Кудрявый пеликан	-	IV, IX-X	-
9. <i>Phalacrocorax carbo</i> - Большой баклан	III-VII	III, X-XI	-
<i>IV. Отряд Листообразные — Ciconiiformes</i>			
10. <i>Botaurus stellaris</i> - Большая выпь	-	IV, IX-X	-
11. <i>Ixobrychus minutus</i> - Малая выпь	-	IV, IX-X	-
12. <i>Nycticorax nycticorax</i> - Кваква	-	IV, IX-X	-
13. <i>Egretta alba</i> - Большая белая цапля	III-VII	III, IX-XI	-
14. <i>Egretta garzetta</i> - Малая белая цапля	-	IV, IX	-
15. <i>Ardea cinerea</i> - Серая цапля	III-VII	III, X-XI	-
16. <i>Ardea purpurea</i> - Рыжая цапля	III- VII	IV, X-XI	-
17. <i>Platalea leucorodia</i> - Коллица	-	IV, IX	-
18. <i>Plegadis falcinellus</i> - Каравайка	-	IV, IX	-
<i>V. Отряд Фламингообразные - Phoenicopteriformes</i>			
19. <i>Phoenicopus roseus</i> — Фламинго	IV-VII	IV, IX-X	-
<i>VI. Отряд Гусеобразные - Anseriformes</i>			
20. <i>Anser anser</i> - Серый гусь	-	III-IV, IX-X	-
21. <i>Cygnus olor</i> - Лебедь-шипун	III-VII	III-IV, IX-XI	XI-II
22. <i>Cygnus cygnus</i> - Лебедь-кликун	-	III-IV, IX-XI	XI-II
23. <i>Tadorna ferruginea</i> - Огарь	IV-VII	IV, IX-X	-
24. <i>Tadorna tadorna</i> — Пеганка	IV-VII	IV, IX-X	-
25. <i>Anas poecilorhyngha</i> - Кряква	III-VII	III-IV, IX-X	XI-II
26. <i>Anas crecca</i> - Чирок-свистунок	-	IV, IX-X	-
27. <i>Anas strepera</i> - Серая утка	III-VII	III, IX-X	-
28. <i>Anas penelope</i> - Связь	-	III-IV, IX-X	-
29. <i>Anas acuta</i> - Шилохвость	-	III-IV, IX-X	-
30. <i>Anas querquedula</i> - Чирок-трескунок	IV-VII	IV, IX-X	-
31. <i>Anas clypeata</i> - Широконоска	IV-VII	IV, IX-X	-
32. <i>Netta rufina</i> - Красноносый нырок	IV-VII	IV, X	-
33. <i>Aythya ferina</i> - Красноголовая чернеть	-	IV, IX-X	-
34. <i>Aythya nyroca</i> - Белоглазая чернеть	-	IV, IX-X	-
35. <i>Aythya fuligula</i> - Хохлатая чернеть	-	III-IV, IX-X	-

Характеристика современного состояния

36. <i>Aythya marila</i> - Морская чернеть	-	III, X	-
37. <i>Clangula hyemalis</i> - Морянка	-	III, X	-
38. <i>Bucephala clangula</i> - Обыкновенный гоголь	-	III, X-XI	-
39. <i>Melanitta fusca</i> - Обыкновенный турпан	-	IV, X-XI	-
40. <i>Mergus albellus</i> - Луток	-	III-IV, X	-
41. <i>Mergus serrator</i> - Длинноносый крохаль	-	IV, X	-
42. <i>Mergus merganser</i> - Большой крохаль	-	IV, X	-
<i>VII. Отряд Соколообразные — Falconiformes</i>			
43. <i>Pandion haliaeetus</i> - Скопа	-	IV, IX	
44. <i>Milvus korachun</i> - Черный коршун	-	IV, X	
45. <i>Circus cyaneus</i> - Полевой лунь	-	IV, IX-X	
46. <i>Circus macrourus</i> — Степной лунь	-	IV, IX-X	
47. <i>Circus pygargus</i> - Луговой лунь	-	IV, IX-X	
48. <i>Circus aeruginosus</i> - Камышовый лунь	IV-VII	IV, IX-X	
49. <i>Accipiter gentilis</i> - Тетеревятник	-	IV, X	
50. <i>Accipiter badius</i> - Перепелятник	-	IV, IX-X	
51. <i>Buteo lagopus</i> - Зимняк	-	IV, X	
52. <i>Buteo rufinus</i> - Курганник	IV-VII	IV, X-XI	XI-II
53. <i>Buteo buteo</i> - Канюк	-	IV, IX	-
54. <i>Circaetus ferox</i> - Змеяед	-	IV, IX	-
55. <i>Aquila pennata</i> - Орел-карлик	-	IV, IX-X	-
56. <i>Aquila nipalensis</i> - Степной орел	IV-VII	III-IV, IX-X	-
57. <i>Aquila clanga</i> - Большой подорлик	-	IV, IX-X	-
58. <i>Aquila heliaca</i> - Могильник	-	III-IV, IX-X	-
59. <i>Aquila chrysaetos</i> - Беркут	-	III, X	-
60. <i>Haliaeetus albicilla</i> - Орлан-белохвост	-	III, X-XI	-
61. <i>Falco biarmicus</i> - Балобан	-	III-IV, X	-
62. <i>Falco subbuteo</i> - Чеглок	-	IV, IX-X	-
63. <i>Falco vespertinus</i> - Дербник	-	IV, IX-X	-
64. <i>Falco naumanni</i> - Степная пустельга	-	IV, IX	-
65. <i>Falco tinnunculus</i> — Обыкновенная пустельга	IV-VII	IV, IX-X	-
<i>VIII. Отряд Курообразные - Galliformes</i>			
66. <i>Coturnix coturnix</i> - Перепел	-	IV, IX	-
67. <i>Alectoris karelic</i> - Кеклик	I-XII		
<i>IX. Отряд Журавлеобразные - Gruiformes</i>			
68. <i>Grus grus</i> - Серый журавль	-	IV, IX-X	-
69. <i>Anthropoides virgo</i> - Журавль'-красавка	-	IV, IX	-
70. <i>Rallus aquaticus</i> - Пастушок	-	IV, IX	-
71. <i>Porzana porzana</i> - Погоньши	-	IV, IX	-
72. <i>Crex crex</i> - Коростель	-	IV, IX	-

Характеристика современного состояния

73. <i>Gallicrex cinerea</i> - Камышиница	IV-VII	IV, IX-X	-
74. <i>Fulica atra</i> - Лысуха	IV-VII	IV, XI	-
75. <i>Otis tetrax</i> - Стрепет	-	IV, XI	-
76. <i>Otis undulata</i> - Дрофа-красотка или джек	IV-VII	IV, IX	-
<i>X. Отряд Ржанкообразные - Charadriiformes</i>			
77. <i>Burhinus oedicnemus</i> - Авдотка	IV-VII	IV, IX-X	-
78. <i>Pluvialis squatarola</i> - Тулес	-	IV, IX	-
79. <i>Charadrius hiaticula</i> — Галстучник	-	IV, IX	-
80. <i>Charadrius dubius</i> - Малый зуек	IV-VII	IV, IX-X	-
81. <i>Charadrius alexandrinus</i> - Морской зуек	IV-VII	IV, IX-X	-
82. <i>Charadrius asiaticus</i> - Азиатский зуек	IV-VII	IV, IX	-
83. <i>Charadrius morinellus</i> - Хрустан	-	IV, IX	-
84. <i>Chettusia gregaria</i> - Кречетка	-	IV, IX	-
85. <i>Vanellus vanellus</i> - Чибис	IV-VII	IV, IX-X	-
86. <i>Chattusia leucura</i> - Белохвостная пегалица	-	IV, IX	-
87. <i>Arenaria interpres</i> - Камнешарка	-	IV, IX-X	-
88. <i>Himantopus himantopus</i> - Ходулочник	IV-VII	IV, IX-X	-
89. <i>Recurvirostra avosetta</i> - Шилоклювка	-	IV, IX-X	-
90. <i>Haematopus ostralegus</i> - Кулик-сорока	IV-VII	IV, IX-X	-
91. <i>Tringa ochropus</i> - Черныш	-	IV, IX-X	-
92. <i>Tringa glareola</i> - Фици	-	IV, IX-X	-
93. <i>Tringa hebularia</i> - Большой улит	-	IV, IX-X	-
94. <i>Tringa totanus</i> - Травник	IV-VII	IV, IX-X	-
95. <i>Tringa erythropus</i> - Щеголь	-	IV, IX-X	-
96. <i>Tringa stagnatilis</i> - Поручейник	-	IV, IX	-
97. <i>Tringa hypoleucos</i> — Перевозчик	-	IV, IX	-
98. <i>Terekia cinerea</i> - Мордунка	-	IV, IX-X	-
99. <i>Phalaropus fulicarius</i> - Круглоносый плавунчик	-	IV, IX-X	-
100. <i>Philomachus pugnax</i> - Турухтан	-	IV, IX-X	-
101. <i>Calidris minuta</i> - Кулик-воробей	-	IV, IX	-
102. <i>Calidris temminckii</i> - Белохвостый песочник	-	IV, IX	-
103. <i>Calidris testacea</i> - Краснозобик	-	IV, IX-X	-
104. <i>Calidris alpina</i> - Чернозобик	-	IV, IX-X	-
105. <i>Calidris alba</i> - Песчанка	-	IV, IX-X	-
106. <i>Limicola falcinellus</i> - Грязовик	-	IV, IX	-
107. <i>Lymnocyrtus minima</i> -Гаршнеп	-	IV, IX	-
108. <i>Gallinago gallinago</i> - Бекас	-	IV, IX-X	-
109. <i>Gallinago media</i> - Дупель	-	IV, IX-X	-
110. <i>Scolopax rusticola</i> - Вальдишенп	-	IV, IX-X	-
111. <i>Numenius arquatus</i> - Большой кроншнеп	-	IV, IX-X	-

Характеристика современного состояния

112. <i>Limosa limosa</i> - Большой веретенник	-	IV, IX-X	-
113. <i>Crareola nordmanni</i> - Степная туркушка	-	IV, IX-X	-
114. <i>Stercorarius parasiticus</i> - Короткохвосты и поморник	-	IX-X	-
115. <i>Larus ichtiaetus</i> — Черноголовый хохотун	IV-VII	IV, IX-X	-
116. <i>Larus minutus</i> - Малая чайка	-	IV, IX-X	-
117. <i>Larus ridibundus</i> - Озерная чайка	IV-VII	IV, IX-X	-
118. <i>Larus genei</i> - Морской голубок	-	IV, IX-X	-
119. <i>Larus argentatus</i> - Серебристая чайка	IV-VII	IV, IX-X	-
120. <i>Larus canus</i> - Сизая чайка	-	IV, IX-X	-
121. <i>Chlidonias nigra</i> - Черная крачка	IV-VII	IV, IX-X	-
122. <i>Chlidonias leucoptera</i> - Белокрылая крачка	IV-VII	IV, IX	-
123. <i>Chlidonias hybrida</i> - Белощекая крачка	IV-VII	IV, IX	-
124. <i>Gelochelidon nilotica</i> - Чайконосная крачка	IV-VII	IV, IX-X	-
125. <i>Hydroprogne caspia</i> - Чеграва	-	IV, IX	-
126. <i>Sterna hirundo</i> - Речная крачка	IV-VII	IV, IX-X	-
127. <i>Sterna albifrons</i> - Малая крачка	-	IV, IX-X	-
<i>XI. Отряд Голубеобразные - Columbiformes</i>			
128. <i>Pterocles orientalis</i> - Чернобрюхий рябок	-	IV, X	-
129. <i>Syrrhaptes paradoxus</i> - Саджа	-	IV, X	
130. <i>Columba livia</i> - Сизый голубь	-		I-XII
131. <i>Streptopelia turtur</i> - Обыкновенная горлица	IV-V	IV-X	
<i>XII. Отряд Кукушкообразные - Cuckoiformes</i>			
132. <i>Cuculus canorus</i> - Обыкновенная кукушка	-	IV, IX	-
<i>XIII. Отряд Сорокообразные - Striliformes</i>			
133. <i>Budo budo</i> - Филин	IV-VII	-	I-XII
134. <i>Asio otus</i> - Ушастая сова	-	IV, IX-X	-
135. <i>Asio flammeus</i> - Болотная сова	-	IV, IX-X	-
136. <i>Athere noctua</i> - Домовой сыч	IV-VII	-	I-XII
<i>XIV. Отряд Козодоеобразные - Caprimulgiformes</i>			
137. <i>Caprimulgus europaeus</i> - Обыкновенный козодой		IV, IX	
<i>XV. Отряд Стрижеобразные - Apodiformes</i>			
138. <i>Apus melba</i> - Белобрюхий стриж	V-VIII		
139. <i>Apus apus</i> - Черный стриж	-	IV, IX	-
<i>XVI. Отряд Ракшеобразные - Coraciiformes</i>			
140. <i>Coracias garrulus</i> - Сизоворонка	-	IV, IX	-
141. <i>Merops apiaster</i> - Золотистая щурка	-	IV, IX	-
142. <i>Merops superciliosus</i> — Зеленая щурка	IV-VII	IV, VIII-IX	-
143. <i>Upupa epops</i> - Удод	IV-VII	IV, IX-X	-
<i>XVII. Отряд Воробьинообразные - Passeriformes</i>			
144. <i>Riparia riparia</i> - Береговая ласточка		IV-V, IX-X	

Характеристика современного состояния

145. <i>Hirundo rustica</i> - Деревенская ласточка	IV-VII	IV, IX-X	-
146. <i>Delichon urbica</i> - Городская ласточка	-	IV, IX	-
147. <i>Galerida cristata</i> - Хохлатый жаворонок	IV-VII	IV, X	XI-III
148. <i>Calandrella cinerea</i> - Малый жаворонок	IV-VII	IV, X	-
149. <i>Calandrella rufescens</i> - Серый жаворонок	-	IV, X	-
150. <i>Melanocorypha calandra</i> - Степной жаворонок	-	IV, IX-X	-
151. <i>Melanocorypha leucoptera</i> - Белокрылый жаворонок	-	IV, X	XI-III
152. <i>Melanocorypha yeltoniensis</i> - Черный жаворонок	-	IV, X	XI-III
153. <i>Eremophila alpestris</i> - Рогатый жаворонок	-	IV, X	XI-III
154. <i>Alauda arvensis</i> - Полевой жаворонок	-	IV, IX-X	-
155. <i>Anthus campestris</i> - Полевой конек	IV-VII	IV, IX-X	-
156. <i>Anthus trivialis</i> - Лесной конек	-	IV, IX-X	-
157. <i>Anthus cervinus</i> - Луговой конек	-	IV, IX-X	-
158. <i>Motacilla flava</i> - Желтая трясогузка	IV-VII	IV, X	-
159. <i>Motacilla lutea</i> - Желтолобая трясогузка	-	IV, X	-
160. <i>Motacilla citreola</i> - Желтоголовая трясогузка	-	IV, X	-
161. <i>Motacilla alba</i> — Белая трясогузка	-	IV, IX-X	-
162. <i>Lanius collurio</i> — Европейский жулан	-	IV, IX-X	-
163. <i>Lanius minor</i> - Чернолобый сорокопуд	-	IV, IX-X	-
164. <i>Lanius excubitor</i> - Серый (большой) сорокопуд	IV-VII	IV, IX-X	-
165. <i>Oriolus oriolus</i> - Иволга	-	IV, IX	-
166. <i>Sturnus vulgaris</i> - Скворец	-	III, IX-X	-
167. <i>Pastor roseus</i> - Розовый скворец	-	IV, IX	-
168. <i>Podiceps panderi</i> -Саксаульная сойка			
169. <i>Corvus frugilegus</i> — Грач	-	III, IX-X	-
170. <i>Coloeus moneduls</i> - Галка	-	III, IX-X	-
171. <i>Corvus cornix</i> - Серая ворона	-	III, IX-X	XI-II
172. <i>Bombycillagarrulus</i> — Свиристель	-	-	XII-II
173. <i>Cettia cetti</i> - Широкохвостка	IV-VII	IV, IX	-
174. <i>Locustella fluviatilis</i> - Речной сверчок	-	IV, IX	-
175. <i>Locustella naevia</i> - Обыкновенный сверчок	-	IV, IX	-
176. <i>Acrocephalus agricola</i> - Индийская камышевка	IV-VII	IV, IX	-
177. <i>Acrocephalus dumetorum</i> - Садовая камышевка	-	IV, IX	-
178. <i>Acrocephalus palustris</i> - Болотная камышовка	-	IV, IX	-
179. <i>Acrocephalus scirpaceus</i> - Тросниковая камышовка	-	IV, IX	-
180. Дроздовидная камышовка	IV-VII	IV, IX-X	-
181. <i>Sylvia nisoria</i> - Ястребиная славка	-	IV, IX	-
182. <i>Sylvia atricapilla</i> - Черноголовая славка	-	IV, IX	-
183. <i>Sylvia borin</i> - Садовая славка	-	IV, IX	-

Характеристика современного состояния

184. <i>Sylvia communis</i> - Серая славка	-	IV, IX	-
185. <i>Sylvia curruca</i> - Славка-завирушка	IV-VII	IV, IX	-
186. <i>Sylvia nana</i> - Пустынная славка	IV-VII	IV, IX	-
187. <i>Phylloscopus collybitus</i> - Пеночка-теньковка	-	IV, IX-X	-
188. <i>Muscicapa striata</i> - Серая мухоловка	-	IV, IX	-
189. <i>Saxicola rubetra</i> - Луговой чекан	-	IV, IX	-
190. <i>Saxicola torquata</i> - Черноголовый чекан	-	IV, IX	-
191. <i>Oenanthe oenanthe</i> - Обыкновенная каменка	-	IV, IX	-
192. <i>Oenanthe hispanica</i> - Пляшанка	-	IV, IX	-
193. <i>Oenanthe deserti</i> - Пустынная каменка	IV-VII	IV, X	-
194. <i>Oenanthe isabellina</i> - Плясунья	IV-VII	IV, X	-
195. <i>Oenanthe pleschanka</i> - Каменка-пляшанка	IV-VII	IV, X	-
196. <i>Phoenicurus phoenicurus</i> - Обыкновенная горихвостка	-	IV, IX	-
197. <i>Erithacus rubecula</i> - Зарянка	-	IV, IX-X	-
198. <i>Luscinia luscinia</i> - Обыкновенный соловей	-	IV, VII.I-IX	-
199. <i>Luscinia svecica</i> - Варакушка	IV-VII	IV, X	-
200. <i>Turdus pilaris</i> - Рябинник	-	IV, X	-
201. <i>Turdus merula</i> - Черный дрозд	-	IV, X	-
202. <i>Turdus iliacus</i> - Белобровик	-	IV, X	-
203. <i>Turdus philomelos</i> - Певчий дрозд	-	IV, X	-
204. <i>Turdus viscivorus</i> - Деряба	-	IV, X	-
205. <i>Regulus regulus</i> - Желтоголовый королек	-	IV, X	-
206. <i>Panurus biarmicus</i> - Усатая синица	-	III, X	XI-II
207. <i>Remiz pendulinus</i> - Обыкновенный ремез	-	IV, IX	-
208. <i>Passer domesticus</i> - Домовой воробей	IV-VII		X-III
209. <i>Passer montanus</i> - Полевой воробей	IV-VII		X-III
210. <i>Petronia petronia</i> - Каменный воробей	-	IV, IX-X	-
211. <i>Fringilla coelebs</i> - Зяблик	-	IV, X	XI-III
212. <i>Fringilla montifringilla</i> - Юрок	-	IV, X	XI-III
213. <i>Chloris chloris</i> - Обыкновенная зеленушка	-	IV, X	-
214. <i>Spinus spinus</i> - Чиж	-	IV, X	-
215. <i>Carduelis carduelis</i> - Обыкновенный щегол	-	IV, X	-
216. <i>Acanthis cannabina</i> - Коноплянка	-	IV, X	-
217. <i>Acanthis flavirostris</i> - Горная коноплянка	-	IV, X	-
218. <i>Coccothraustes coccothraustes</i> - Обыкновенный дубонос	-	IV, X	-
219. <i>Carpodacus erythrinus</i> - Обыкновенная чечевица	-	IV, X	-
220. <i>Emberiza citrinella</i> - Обыкновенная овсянка	-	IV, X	-
221. <i>Emberiza schoeniclus</i> - Тростниковая овсянка	IV-VII	IV, XI	-
222. <i>Emberiza rustica</i> - Овсянка-ремез	-	IV, X	-
223. <i>Emberiza hortulana</i> - Садовая овсянка	-	IV, X	-

224. <i>Emberiza bruniceps</i> - Желчная овсянка	V-VII	IV, X	-
--	-------	-------	---

3.8 Растительность

Территория месторождения расположена в пределах столового плато имеющего общий уклон на юго-запад. В северной и западной части плато ограничено чинком и его склонами, переходящими на западе в низкую такыровидной равнину, осложненную такырами, незначительными повышениями и понижениями.

Флористический состав исследуемой территории образован 160-180 видами высших растений и представлен жизненными формами кустарников, полукустарников, полукустарничков, травянистых однолетников и многолетников, эфемеров и эфемероидов, более 60% которых принадлежащих к семействам маревых и сложноцветных. Доминирующее значение в структуре растительного покрова территории имеют виды родов полыней (*Artemisia*), солянок (*Salsola*), ежовника (*Anabasis*), тасбиюргуна (*Nanophyton*). На незасоленных или слабозасоленных почвах хорошо представлена синюзия эфемеров и эфемероидов.

Наибольшее распространение в районе исследования получили боялычники (*Salsola arbusculiformis*) и полыньники (*Artemisia terrae-albae*, *A. turanica*), приуроченные к приподнятым водораздельным поверхностям, низким наклонным равнинам и верхним частям склонов чинков и образующие как монодоминантные сообщества, так и сообщества с участием вышеназванных видов, а так же с кейреуком (*Salsola orientalis*), биюргуном (*Anabasis salsa*).

Формация биюргуна (*Anabasis salsa*) так же обладает широкой экологической амплитудой и распространена повсеместно по склонам чинков, такыровидным равнинам на солонцах пустынных, солончаках, серо-бурых эродированных и такыровидных почвах. По водораздельным поверхностям биюргунники имеют подчиненное значение и приурочены к пониженным формам рельефа на солонцах пустынных.

К солонцам и серо-бурым эродированным почвам приурочена полынь черная (*Artemisia rauciflora*), которая обычно выступает в качестве субэдификатора в биюргуновых и кокпековых сообществах.

Территория месторождения характеризуется широким набором экологических условий, обусловленных различиями мезо- и микрорельефа, засоленности почвообразующих пород, условий увлажнения. Данные факторы обуславливают определенные закономерностями распределения растительности.

Редкие и исчезающие виды растений, занесенные в Красную Книгу РК

На территории месторождения редкие виды, занесенные в Красную Книгу Казахстана отсутствуют. Тем не менее, следует отметить наличие в данном районе эндемиков.

Atriplex pungens Trautv. - лебеда колючая – Семейство *Chenopodiaceae*. Эндем Казахстана. В районе исследования может быть встречен по оврагам приводораздельного склона (чинка).

Climacoptera kasakorum Botsch - климакоптера казахов - Семейство *Chenopodiaceae*. Эндем Казахстана. Вид приурочен к солончаковым почвам приводораздельных склонов.

Petrosimonia hirsutissima (Bunge) Цjin – петросимония жестковолосистая- Семейство *Chenopodiaceae*. Эндем Казахстана. Может быть встречена по солончаковым понижениям.

Artemisia scopaeformis Ledeb.- полынь прутьевидная - Семейство *Asteraceae*. Эндем Казахстана. Может быть встречен по водотокам приводораздельных склонов.

Artemisia aralensis Krasch.– полынь аральская - Семейство *Asteraceae*. Эндем Казахстана. Приурочен к временным водотокам приводораздельных склонов и чинков.

4 СОЦИАЛЬНО ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

Проведение работ прямо или косвенно касается следующих аспектов, затрагивающих интересы проживающего в районе влияния проектируемой деятельности населения:

- традиционные и юридические права на пользование земельными ресурсами;
- использование территории лицами, не проживающей на ней постоянно;
- характер использования природных ресурсов;
- состояние объектов социальной инфраструктуры;
- состояние здоровья населения.

4.1 Социально-экономическое положение

ОСНОВНЫЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

 Население (на 1 мая 2021 года, тыс. человек)	819,1	 ВРП (предварительные данные, январь-декабрь 2020 года, %)	89,0
 Инфляция (май 2021 года к декабрю 2020 года, %)	3,2	 Инфляция (май 2021 года к апрелю 2021 года, %)	0,7
 Уровень безработицы (I квартал 2021 года, %)	4,9	 Среднемесячная заработная плата* (I квартал 2021 года, тенге)	194 678

*Без учета малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью.

ТЕМПЫ РОСТА ОТРАСЛЕЙ ЭКОНОМИКИ (ИНДЕКС ФИЗИЧЕСКОГО ОБЪЕМА, В %)

 Промышленность (январь-май 2021 года к январю-маю 2020 года, %)	100,3	 Сельское хозяйство (январь-май 2021 года к январю-маю 2020 года, %)	102,5
 Строительство (январь-май 2021 года к январю-маю 2020 года, %)	162,5	 Торговля (январь-май 2021 года к январю-маю 2020 года, %)	100,1
 Транспорт и складирование (январь-май 2021 года к январю-маю 2020 года, %)	83,3	 Связь (январь-май 2021 года к январю-маю 2020 года, %)	108,7

Кызылординская область расположена на юге Республики Казахстан вдоль нижнего течения р. Сырдарья, занимает значительную часть Туранской низменности с равнинным рельефом. На западе в ее состав входит северная и восточная часть Аральского моря, на юге – северная часть пустыни Кызылкум, на севере – Приаральские Каракумы, Арыскумы и пустынные плато окраины Центрального Казахстана. Область расположена в обширной Туранской низменности с равнинным рельефом, большая часть которой представляет собой древнедельтовую равнину рек Сырдарьи, Сарысу и Шу. На крайнем юго-востоке, на правом берегу Сырдарьи в пределах области на небольшом пространстве заходит оконечность хребта Каратау, представляющего собой одну из западных отрогов Тянь-Шаня.

Область административно разделена на 7 районов и город областного подчинения Кызылорда.

Список районов с запада на восток:

- Аральский район, центр — город Аральск;
- Казалинский район, центр — посёлок городского типа Айтеке-Би;
- Кармакшинский район, центр — село Жосалы (Джусалы);
- Жалагашский район, центр — село Жалагаш (Джалагаш);
- Сырдарьинский район, центр — село Теренозек;
- Шиелийский район, центр — село Шиели (Чиили);
- Жанакорганский район, центр — село Жанакорган (Яныкурган).

Население и демографическая ситуация. Численность населения области на 1 мая 2020 года по текущим данным составила 769,5 тыс. человек, из них 39,6 тыс. человек приходится на казахстанских граждан г. Байконыр. По сравнению с соответствующим периодом 2020 года она увеличилась на 13,3 тыс. человек или на 1,7%. По сравнению с началом 2020 года за январь-апрель текущего года численность населения выросла на 4,3 тыс. человек

Доходы и уровень жизни населения. Во II квартале 2020 года среднедушевые номинальные денежные доходы населения в месяц составили 53468 тенге, что на 16,0% выше, чем в соответствующем квартале 2017 года и снижение на 0,2% по реальным денежным доходам.

Доход, использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2020 года составил 94470 тенге, что на 4,9% выше, чем в соответствующем периоде предыдущего года. За III квартал 2020 года среднедушевые денежные расходы населения составили 90539 тенге, что на 4,6% выше, чем со соответствующим периодом предыдущего года.

В III квартале 2020 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 117584 тенге, на крупных и средних предприятиях 126085 тенге. С 1 января 2020 г. минимальная заработная плата установлена в размере 22859 тенге. Величина прожиточного минимума в декабре 2020 года составила 19802 тенге.

Величина прожиточного минимума в среднем на душу населения, рассчитанная исходя из минимальных норм потребления основных продуктов питания, в декабре 2020 года по сравнению с предыдущим месяцем увеличилась на 2,4%, декабрем 2017 года на 10,0%. В ее структуре доля расходов на приобретение мяса и рыбы составила 20,5%, молочных, масложировых изделий и яиц – 17,2%, фруктов и овощей – 10,3%, хлебопродуктов и крупяных изделий – 9,0%, сахара, чая и специй – 3,0%.

Индекс потребительских цен в ноябре 2018 г. по сравнению с декабрем 2020 г. составил 106,8%. Цены на продовольственные товары повысились на 7,4%, на непродовольственные – на 6,9%, платные услуги – на 5,9%. Цены предприятий-производителей промышленной продукции в ноябре 2020 г. по сравнению с декабрем 2019 г. повысились на 25,2%.

Численность безработных по оценке в III квартале 2020 г. составила 16,4 тыс. человек.

Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в III квартале 2020 г. по оценке составила 16,4 тыс. человек, уровень безработицы – 4,8%. На 01.12.2020 г. официально зарегистрированы в органах занятости в качестве безработных 3,6 тыс. человек (доля зарегистрированных безработных – 1,1%).

Цены. Индекс потребительских цен в ноябре 2020 г. по сравнению с декабрем 2019 г. составил 106,8%. Цены на продовольственные товары повысились на 7,4%, на непродовольственные – на 6,9%, платные услуги – на 5,9%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в ноябре 2020 г. по сравнению с декабрем 2019 г. повысились на 25,2%.

Экономический потенциал. Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-ноябре 2017 г. приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (32,3%), операции с недвижимым имуществом (19,7%), транспорт и складирование (15,1%).

Количество зарегистрированных юридических лиц составило 9464 единиц по состоянию на 1 декабря 2020 г., в том числе 9123 единиц с численностью работников менее 100 человек.

Количество действующих юридических лиц составило 6873, среди которых малые предприятия составляют 6532 единиц.

Промышленность. Экономический потенциал Кызылординской области имеет индустриальную направленность. В структуре промышленного производства наибольший удельный вес занимает добыча сырой нефти и попутного газа, перегонка нефти, производство и распределение электроэнергии. Объем промышленного производства в январе-ноябре 2020 г. составил 582585,8 млн. тенге, что на 10,2% меньше уровня 2019 г.

Снижение в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров составил 14,5%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушного кондиционирования – 10,8%, прирост обрабатывающей промышленности составил 14,6%.

Объем валовой продукции сельского хозяйства в январе-ноябре т. г. составил 74243,5 млн. тенге и увеличился на 6,0% по сравнению с 2020 г.

Объем грузооборота в январе-ноябре 2020 г. составил 12197,6 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота нетранспортными организациями и предпринимателями, занимающимися коммерческими перевозками) и уменьшился на 4,0% по сравнению с соответствующим периодом 2019 г.

Сельское хозяйство. Валовой выпуск продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-ноябре 2020 года составил 74243,5 млн. тенге, в том числе растениеводства – 45869,3 млн. тенге, животноводства – 27820,8 млн. тенге.

Строительство. В январе-ноябре 2020 г. объем строительных работ (услуг) составил 55809 млн. тенге. Наибольший объем строительных работ за январь-ноябрь 2020 года выполнен на промышленных объектах (16924 млн. тенге), объектах транспорта и складирования (16100 млн. тенге), и объектах недвижимости (11084 млн. тенге). Объем строительно-монтажных работ по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшился на 35,8% и составил 49588 млн. тенге. Объемы строительных работ по капитальному и текущему ремонту по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшились на 43,4% и 19,1% соответственно.

Транспорт. В ноябре 2020 года по сравнению с соответствующим месяцем предыдущего года грузооборот уменьшился на 8,6%, за счет уменьшения грузопотока на автомобильном транспорте. Увеличение (8,9%) пассажирооборота в ноябре 2020 года по сравнению с соответствующим месяцем предыдущего года обусловлено ростом пассажиропотоков на автомобильном транспорте.

Связь. ИФО по услугам связи в ноябре 2020 года по сравнению с ноябрем 2019 года составил 95,1%. Значительную долю в общем объеме услуг связи занимают услуги сети

Интернет, удельный вес его составил 44,8% от общего объема.

Малый и средний бизнес. В ноябре 2020 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается некоторое увеличение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 декабря 2020 г. составила 18,4%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (15,5%), на третьем - образование (11,7%).

В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 45,7% всех зарегистрированных юридических лиц.

По данным Статистического бизнес-регистра наибольшее количество действующих индивидуальных предпринимателей сосредоточено в г. Кызылорда (52,1%) от общего количества, Казалинском (10,0%), Аральском (8,9%) районах. Значительное количество действующих крестьянских (фермерских) хозяйств зафиксировано в Жанакорганском (24,8%), Шиелийском (15,2%), Аральском и Сырдарьинском (по 13,0%) районах.

4.2 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

Кызылординская область расположена в аридной зоне, природно-климатические условия которой дискомфортны и характеризуются высокими температурами воздуха в летний период, низкими – зимой, резкими суточными перепадами температур, интенсивной инсоляцией, частыми сильными пыльными бурями. Антропогенное загрязнение территории связано с деятельностью предприятий и объектов топливно-энергетического комплекса, металлургической и химической отраслей промышленности, транспорта и связи, сельского хозяйства. Вместе с тем, Кызылординская область относится к регионам с низкой степенью санитарного благоустройства и характеризуется неудовлетворительным уровнем и состоянием водоснабжения и водоотведения, санитарной очистки населенных мест от твердых и жидких бытовых отходов.

В Кызылординской области в части санитарной очистки территории остается большое число нерешенных вопросов. Если в городах и районных центрах очистка территории от мусора и твердых бытовых отходов осуществляется по планово-регулярной системе, то в поселках и в сельских населенных пунктах, в основном, в период весеннего месячника санитарной очистки, объявляемого Постановлением областного Акимата.

Здравоохранение. Сеть здравоохранения области представлена 135 медицинскими организациями, из них 47 – больницы, 37 – общей врачебной практики, 24 – стоматологических клиник. Распределение организаций здравоохранения по районам области показано в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 - Сеть организаций здравоохранения и социальных служб, оказывающих услуги по видам деятельности

Регион	Больницы	Общая врачебная практика	Специ- альная врачебная практика	Стомато- логическая деятельность	Прочая деятель- ность по охране здоровья человека
Кызылординская область	47	37	-	24	27
Кызылорда г.а.	20	24	-	12	21
Жалагашский район	3	2	-	-	-
Кармакшинский район	3	2	-	1	-
Сырдарьинский район	4	1	-	-	1

4.3 Памятники истории и культуры

Кызылординская область является историческим центром Великого Шелкового пути, который сыграл большую роль в развитии края, об этом свидетельствуют памятники истории и культуры казахского народа. По области под охраной государства находятся 496 памятников истории и культуры, из них 21 республиканского, 274 местного значения.

Среди памятников Великого Шелкового пути выделяются исторические места городов Сауран и Сыганак, археологические памятники и мавзолеи СунакАта, Айкожа ишан, мавзолей Карасопы, ОкшыАта, Досбол би, Есабыз, мечеть Актас, мемориальный комплекс КоркыАта. Джетыасар – группа городищ конца I тыс. до н.э – VIII в н.э., расположенных в северной части древней дельты Сырдарьи. Основная часть городищ расположены в полосе 45 – 90 км южнее современных города Байконыр и посёлка Жусалы. Наиболее значительны крепости: Алтынасар, Курайлыасар, Караасар, Базарасар, Томпакасар, Жалпакасар. Высота городищ над окружающей равниной от двух до десяти метров. Все городища Джетыасарской культуры находятся в русле рек, хорошо укреплены, в их основе лежат одна или несколько двух-трёхэтажных крепостей, по всей видимости выполнявших роль общинных домов.

Население занималась ирригационным земледелием, скотоводством и рыболовством, через район городищ проходил важный караванный путь от Тянь-Шаня к устью Волги. Наибольшее количество памятников прошлого (городищ, курганов, сторожевых башен, погребально-культовых комплексов) сохранилось в левобережной части Сырдарьинского региона. Именно здесь находятся памятники, сохранившие устойчивые традиции национального зодчества в сооружениях, так называемой степной «сырцовый» архитектуры, с особенностями, характерными для сырдарьинского региона.

Памятники Сырдарьи представляют большой научный интерес и характеризуют культуру, которая интегрировала в себе достижения Согда, Хорезма, тюркский

культурный комплекс и традиции земледельческо-скотоводческой культуры. Они являются научной базой для исследования истоков самобытной культуры казахстанского народа.

На территории месторождения, в настоящее время памятников материальной культуры, являющихся объектами охраны, не зарегистрировано.

5 ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

5.1 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», «Методических указаний по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», а также геолого-физических условий и текущего состояния разработки месторождения.

Для разработки месторождения были рассмотрены три расчётных вариантов для каждого отдельного объекта (участка разработки), отличающиеся плотностью сетки скважин. Далее показатели разработки были поделены на двум недропользователям.

Ниже приведено подробной описание каждого рассмотренного варианта разработки для каждого недропользователя.

Контрактная территория АО «ПККР»:

1 вариант. Базовый вариант разработки предусматривает продолжение разработки имеющимся фондом скважин за счет естественной энергии пласта. Максимальный фонд добывающих скважин составит 11 ед. II объект вступает в разработку в 2025 г. III возвратный объект входит в разработку в 2034 г.

2 вариант предусматривает бурение в количестве 10 скважин в период с 2022 по 2024 гг. В 2022 г. предусмотрено бурение 4 скважин, из них 2 добывающие и 2 нагнетательные скважины. В 2023 г. предусмотрено бурение 4 скважин, из них 2 добывающих и 2 нагнетательных. В 2024 г. бурение 2 скважин, из них 1 добывающая скважина и 1 нагнетательная. Все скважины будут буриться на основной I объект. Максимальный фонд добывающих скважин составит 16 ед., фонд нагнетательных скважин - 5 ед. ППД предусмотрено только на I объекте. II объект вступает в разработку в 2025 г. III возвратный объект входит в разработку в 2034 г.

3 вариант предусматривает бурение скважин в количестве 8 ед. В 2022 г. предусмотрено бурение 3 скважин, из них 1 добывающая и 2 нагнетательные. В 2023 г. запланировано бурение 3 скважин, из них 1 добывающая скважина и 2 нагнетательные скважины. В 2024 г. бурение 2 скважин, из них 1 добывающая скважина и 1 нагнетательная. Максимальный фонд скважин 14 ед., нагнетательных 5 ед. ППД предусмотрено на I объекте. II объект вступает в разработку в 2025 г. III возвратный объект входит в разработку в 2034 г. С 2036 по 2041 г. разработка будет вестись с закачкой ПАВ во все нагнетательные скважины для максимального извлечения остаточных запасов.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»:

1 вариант. Базовый вариант разработки предусматривает продолжение разработки имеющимся фондом скважин в количестве 6 ед. Предусмотрен перевод добывающих скважин под ППД после отработки на нефть в количестве 2 ед.

2 вариант предусматривает бурение в количестве 1 добывающей скважины в 2022 г. Максимальный фонд добывающих скважин составит 7 ед. Предусмотрен перевод добывающих скважин № 63 и 66 под ППД после отработки на нефть.

3 вариант предусматривает бурение нагнетательных скважин в количестве 1 ед. в 2022 г. Предусмотрен перевод добывающих скважин № 63 и 66 под ППД после отработки на нефть. С 2036 по 2041 г. разработка будет вестись с закачкой ПАВ во все нагнетательные скважины для максимального извлечения остаточных запасов.

Таблица 5.1.2 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки. Территория АО «ПКР»

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	водонапорный		
Система размещения скважин	рядная		
Расстояние между скважинами, м	250x250	250x250	250x250
Плотность сетки, га/скв	19,6	14,3	15,5
Режим работы скважин:			
-добывающих, Рзаб, МПа	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас
-нагнетательных, Рнаг, МПа	Рзаб<Ргидр	Рзаб<Ргидр	Рзаб<Ргидр
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации скважин:			
- добывающих	0,95	0,95	0,95
- нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	11/3	16/5	14/5
Ввод новых скважин из бурения:			
- добывающих, ед.	0	5	3
- нагнетательных, ед	0	5	5
Принятый коэффициент компенсации			
закачкой отбора, %	100	100	100

Таблица 5.1.3 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки. Территория ТОО «Саутс Ойл»

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	водонапорный		
Система размещения скважин	рядная		
Расстояние между скважинами, м	500x500	500x500	500x500
Плотность сетки, га/скв	24,6	21,1	18,5
Режим работы скважин:			
-добывающих, Рзаб, МПа	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас
-нагнетательных, Рнаг, МПа	Рзаб<Ргидр	Рзаб<Ргидр	Рзаб<Ргидр
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации скважин:			
- добывающих	0,95	0,95	0,95
- нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	6/2	7/2	6/4

Ввод новых скважин из бурения:			
- добывающих, ед.	0	1	0
- нагнетательных, ед	0	0	2
Принятый коэффициент компенсации			
закачкой отбора, %	100	100	100

5.2 Технологические показатели вариантов разработки

Согласно Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр, в данном проекте было рассмотрено 3 варианта разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин. Глубина скважин составляет 1500 м.

Результаты технико-экономической оценки показали, что из предлагаемых вариантов разработки наиболее приемлемым является вариант 2.

Варианты представлены на таблицах 5.2.1-5.2.6 для АО «ПККР», на таблицах 5.2.7-5.2.12 для ТОО «Саутс Ойл».

Таблица 5.2.1 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Базовый. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ПИД	Фонд скважин сначала разработки	Эксплуата ц. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагн.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Мех.		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	9	9	0	9,9	10,0
2023	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	9	9	0	14,8	15,1
2024	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	9	9	0	12,7	15,4
2025	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	11	11	0	10,0	13,8
2026	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	11	11	0	8,9	14,2
2027	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	11	11	0	7,6	14,6
2028	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	11	11	0	6,4	15,0
2029	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	11	11	0	5,4	15,4
2030	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	11	11	0	4,6	15,8
2031	0	0	0	0	0	0	16	25,2	1	0	10	10	0	4,3	17,9
2032	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	10	10	0	3,6	18,2
2033	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	10	10	0	3,0	18,6
2034	0	0	0	1	0	0	16	25,2	1	0	10	9	0	3,3	21,5
2035	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	10	9	0	2,8	21,9
2036	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	10	9	0	2,2	22,3
2037	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	10	9	0	1,7	22,8
2038	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	10	9	0	1,4	23,5
2039	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	10	9	0	1,1	24,4
2040	0	0	0	0	0	0	16	25,2	1	0	9	8	0	0,9	28,0
2041	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	8	8	0	0,8	33,2
2042	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	8	8	0	0,6	35,1
2043	0	0	0	0	0	0	16	25,2	1	0	7	7	0	0,5	25,6
2044	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	7	7	0	0,4	25,9
2045	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	7	7	0	0,3	26,1

2046	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	7	7	0	0,3	26,4
2047	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	7	7	0	0,2	26,7
2048	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	7	7	0	0,2	26,9
2049	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	7	7	0	0,1	27,2
2050	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	7	7	0	0,1	27,5
2051	0	0	0	0	0	0	16	25,2	1	0	6	6	0	0,1	32,4
2052	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	6	6	0	0,1	32,7
2053	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	6	6	0	0,1	33,0
2054	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	6	6	0	0,1	33,4
2055	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	6	6	0	0,04	33,7
2056	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	6	6	0	0,03	34,0
2057	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	6	6	0	0,03	34,4
2058	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	6	6	0	0,02	34,7
2059	0	0	0	0	0	0	16	25,2	1	0	5	5	0	0,02	42,1
2060	0	0	0	0	0	0	16	25,2	0	0	5	5	0	0,02	42,5

Таблица 5.2.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Базовый. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. проду к-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17
2022	29,3	4,1	5,2	169,4	23,9	8,7	29,6	29,6	173,2	173,2	0,9	0,0	0,0	0,707	3,304
2023	44,0	6,2	8,2	213,4	30,1	11,0	44,8	44,8	218,0	218,0	1,7	0,0	0,0	1,060	4,364
2024	37,6	5,3	7,6	251,1	35,4	12,9	45,7	45,7	263,6	263,6	17,6	0,0	0,0	0,907	5,271
2025	36,1	5,1	7,9	287,2	40,5	14,8	50,2	50,2	313,8	313,8	28,0	0,0	0,0	1,112	6,383
2026	32,4	4,6	7,7	319,6	45,1	16,4	51,5	51,5	365,3	365,3	37,0	0,0	0,0	0,986	7,369
2027	27,5	3,9	7,1	347,1	49,0	17,9	52,8	52,8	418,1	418,1	47,8	0,0	0,0	0,838	8,208

2028	23,3	3,3	6,4	370,5	52,3	19,1	54,2	54,2	472,3	472,3	57,0	0,0	0,0	0,702	8,910
2029	19,7	2,8	5,8	390,2	55,0	20,1	55,7	55,7	528,0	528,0	64,6	0,0	0,0	0,579	9,489
2030	16,6	2,3	5,2	406,8	57,4	20,9	57,2	57,2	585,2	585,2	70,9	0,0	0,0	0,480	9,969
2031	14,0	2,0	4,6	420,8	59,4	21,6	58,8	58,8	644,0	644,0	76,1	0,0	0,0	0,393	10,362
2032	11,9	1,7	4,1	432,7	61,0	22,3	60,0	60,0	703,9	703,9	80,2	0,0	0,0	0,324	10,686
2033	10,0	1,4	3,6	442,7	62,4	22,8	61,2	61,2	765,1	765,1	83,7	0,0	0,0	0,265	10,951
2034	11,0	1,5	4,1	453,7	64,0	23,3	70,8	70,8	835,9	835,9	84,5	0,0	0,0	0,318	11,270
2035	9,2	1,3	3,6	462,9	65,3	23,8	72,2	72,2	908,1	908,1	87,2	0,0	0,0	0,265	11,534
2036	7,3	1,0	3,0	470,1	66,3	24,2	73,6	73,6	981,6	981,6	90,1	0,0	0,0	0,207	11,742
2037	5,7	0,8	2,4	475,9	67,1	24,5	75,0	75,0	1056,7	1056,7	92,4	0,0	0,0	0,162	11,904
2038	4,5	0,6	1,9	480,3	67,7	24,7	77,5	77,5	1134,2	1134,2	94,2	0,0	0,0	0,125	12,028
2039	3,5	0,5	1,5	483,8	68,2	24,9	80,2	80,2	1214,5	1214,5	95,7	0,0	0,0	0,096	12,124
2040	2,7	0,4	1,2	486,6	68,6	25,0	83,1	83,1	1297,6	1297,6	96,7	0,0	0,0	0,074	12,198
2041	2,1	0,3	1,0	488,7	68,9	25,1	87,6	87,6	1385,2	1385,2	97,6	0,0	0,0	0,057	12,255
2042	1,7	0,2	0,8	490,4	69,2	25,2	92,6	92,6	1477,8	1477,8	98,2	0,0	0,0	0,044	12,299
2043	1,2	0,2	0,5	491,5	69,3	25,3	99,1	99,1	1536,9	1536,9	98,0	0,0	0,0	0,029	12,328
2044	0,9	0,1	0,4	492,5	69,5	25,3	99,7	99,7	1596,6	1596,6	98,4	0,0	0,0	0,023	12,350
2045	0,8	0,1	0,4	493,2	69,6	25,4	60,3	60,3	1656,9	1656,9	98,7	0,0	0,0	0,018	12,369
2046	0,6	0,1	0,3	493,9	69,7	25,4	60,9	60,9	1717,8	1717,8	99,0	0,0	0,0	0,015	12,383
2047	0,5	0,1	0,2	494,3	69,7	25,4	61,5	61,5	1779,3	1779,3	99,2	0,0	0,0	0,012	12,395
2048	0,4	0,1	0,2	494,7	69,8	25,4	62,1	62,1	1841,5	1841,5	99,4	0,0	0,0	0,009	12,404
2049	0,3	0,0	0,1	495,0	69,8	25,5	62,7	62,7	1904,2	1904,2	99,5	0,0	0,0	0,007	12,412
2050	0,2	0,0	0,1	495,3	69,9	25,5	63,4	63,4	1967,6	1967,6	99,6	0,0	0,0	0,006	12,418
2051	0,2	0,0	0,1	495,5	69,9	25,5	64,0	64,0	2031,6	2031,6	99,7	0,0	0,0	0,005	12,423
2052	0,2	0,0	0,1	495,6	69,9	25,5	64,6	64,6	2096,2	2096,2	99,8	0,0	0,0	0,004	12,427
2053	0,1	0,0	0,1	495,8	69,9	25,5	65,3	65,3	2161,5	2161,5	99,8	0,0	0,0	0,003	12,430
2054	0,1	0,0	0,0	495,9	69,9	25,5	65,9	65,9	2227,5	2227,5	99,8	0,0	0,0	0,002	12,432
2055	0,1	0,0	0,0	496,0	70,0	25,5	66,6	66,6	2294,1	2294,1	99,9	0,0	0,0	0,002	12,434
2056	0,1	0,0	0,0	496,0	70,0	25,5	67,3	67,3	2361,3	2361,3	99,9	0,0	0,0	0,002	12,436
2057	0,1	0,0	0,0	496,1	70,0	25,5	67,9	67,9	2429,3	2429,3	99,9	0,0	0,0	0,001	12,437
2058	0,0	0,0	0,0	496,1	70,0	25,5	68,6	68,6	2497,9	2497,9	99,9	0,0	0,0	0,001	12,438

2059	0,0	0,0	0,0	496,2	70,0	25,5	69,3	69,3	2567,2	2567,2	100,0	0,0	0,0	0,001	12,439
2060	0,0	0,0	0,0	496,2	70,0	25,5	70,0	70,0	2637,2	2637,2	100,0	0,0	0,0	0,001	12,439

Таблица 5.2.3 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Рекомендуемый. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин сначала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагн.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Мех.		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	4	2	2	0	0	0	20	31,32	0	0	11	11	0	12,6	13,4
2023	4	2	2	0	0	0	24	37,43	0	0	13	13	2	17,4	18,9
2024	2	1	1	0	0	0	26	40,49	0	0	14	14	4	14,5	17,4
2025	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	16	16	5	11,3	15,3
2026	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	16	16	5	10,2	15,6
2027	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	16	16	5	8,6	16,0
2028	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	16	16	5	7,3	16,4
2029	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	16	16	5	6,2	16,7
2030	0	0	0	0	0	0	26	40,49	1	0	15	15	5	5,6	18,1
2031	0	0	0	0	0	0	26	40,49	1	0	14	14	5	5,1	19,8
2032	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	14	14	5	4,3	20,0
2033	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	14	14	5	3,6	20,2
2034	0	0	0	1	0	0	26	40,49	2	0	12	12	5	4,2	26,8
2035	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	12	12	5	3,6	27,0
2036	0	0	0	0	0	0	26	40,49	1	0	11	11	5	3,1	28,3
2037	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	11	11	5	2,4	28,2
2038	0	0	0	0	0	0	26	40,49	1	0	10	10	5	2,1	28,4
2039	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	10	10	5	1,7	28,3
2040	0	0	0	0	0	0	26	40,49	1	0	9	9	5	1,5	28,5
2041	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	9	9	5	1,2	28,4
2042	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	9	9	5	0,9	28,3

2043	0	0	0	0	0	0	26	40,49	1	0	8	8	5	0,8	26,0
2044	0	0	0	0	0	0	26	40,49	1	0	7	7	5	0,7	25,9
2045	0	0	0	0	0	0	26	40,49	0	0	7	7	5	0,6	25,9
2046	0	0	0	0	0	0	26	40,49	1	0	6	6	5	0,5	25,9

Таблица 5.2.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Рекомендуемый. Месторождение Бухарсай.
Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17
2022	40,3	5,7	7,1	180,4	25,4	9,3	41,3	41,3	184,9	184,9	2,6	0,0	0,0	1,011	3,608
2023	67,3	9,5	12,7	247,7	34,9	12,7	70,6	70,6	255,6	255,6	4,7	27,6	27,6	1,690	5,298
2024	63,7	9,0	13,8	311,5	43,9	16,0	75,5	75,5	331,1	331,1	15,5	58,1	85,7	1,600	6,898
2025	59,6	8,4	15,0	371,1	52,3	19,1	80,6	80,6	411,6	411,6	26,0	78,9	164,6	1,736	8,634
2026	53,6	7,6	15,9	424,7	59,9	21,8	82,5	82,5	494,1	494,1	35,1	88,2	252,8	1,548	10,182
2027	45,5	6,4	16,0	470,2	66,3	24,2	84,4	84,4	578,5	578,5	46,1	88,8	341,7	1,316	11,497
2028	38,6	5,4	16,2	508,8	71,8	26,2	86,5	86,5	665,0	665,0	55,3	89,9	431,5	1,108	12,605
2029	32,7	4,6	16,3	541,5	76,4	27,9	88,1	88,1	753,1	753,1	62,9	91,2	522,8	0,924	13,529
2030	27,7	3,9	16,5	569,2	80,3	29,3	89,7	89,7	842,7	842,7	69,1	92,0	614,8	0,773	14,302
2031	23,4	3,3	16,8	592,6	83,6	30,5	91,3	91,3	934,1	934,1	74,4	93,1	707,8	0,642	14,945
2032	19,8	2,8	17,0	612,4	86,4	31,5	92,1	92,1	1026,2	1026,2	78,5	93,6	801,4	0,536	15,481
2033	16,8	2,4	17,4	629,2	88,7	32,4	93,0	93,0	1119,2	1119,2	82,0	94,3	895,7	0,445	15,926
2034	16,8	2,4	21,0	646,0	91,1	33,2	106,1	106,1	1225,2	1225,2	84,2	95,1	990,8	0,471	16,397
2035	14,1	2,0	22,4	660,1	93,1	34,0	106,8	106,8	1332,0	1332,0	86,8	96,1	1086,9	0,395	16,792
2036	11,2	1,6	22,9	671,3	94,7	34,5	102,5	102,5	1434,5	1434,5	89,1	91,0	1177,9	0,312	17,103
2037	8,9	1,3	23,5	680,1	95,9	35,0	102,3	102,3	1536,8	1536,8	91,3	91,1	1269,0	0,246	17,349
2038	7,0	1,0	24,2	687,1	96,9	35,3	93,4	93,4	1630,3	1630,3	92,5	81,6	1350,6	0,191	17,540
2039	5,5	0,8	25,1	692,6	97,7	35,6	93,2	93,2	1723,4	1723,4	94,1	81,0	1431,6	0,149	17,689

2040	4,3	0,6	26,5	697,0	98,3	35,9	84,4	84,4	1807,8	1807,8	94,9	72,5	1504,1	0,117	17,806
2041	3,4	0,5	28,4	700,4	98,8	36,0	84,2	84,2	1892,0	1892,0	95,9	72,1	1576,2	0,091	17,897
2042	2,7	0,4	31,2	703,1	99,2	36,2	83,9	83,9	1975,9	1975,9	96,8	71,8	1647,9	0,071	17,968
2043	2,0	0,3	33,9	705,1	99,4	36,3	68,4	68,4	2044,3	2044,3	97,1	71,5	1719,4	0,050	18,019
2044	1,6	0,2	41,0	706,7	99,7	36,4	59,8	59,8	2104,1	2104,1	97,3	62,4	1781,9	0,040	18,059
2045	1,3	0,2	55,5	708,0	99,9	36,4	59,8	59,8	2163,9	2163,9	97,8	62,8	1844,7	0,032	18,091
2046	1,0	0,1	100,0	709,0	100,0	36,5	51,2	51,2	2215,1	2215,1	98,0	53,8	1898,5	0,026	18,117

Таблица 5.2.5 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Ввод скважин за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин сначала разработки	Эксплуат. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагн.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Мех.		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	3	1	2	0	0	0	20	29,8	0	0	10	10	0	11,9	12,3
2023	3	1	2	0	0	0	23	34,4	0	0	11	11	2	17,6	19,2
2024	2	1	1	0	0	0	25	37,4	0	0	12	12	4	15,1	19,0
2025	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	14	14	5	11,5	16,4
2026	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	14	14	5	10,4	16,9
2027	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	14	14	5	8,8	17,5
2028	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	14	14	5	7,5	18,1
2029	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	14	14	5	6,3	18,6
2030	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	14	14	5	5,3	18,9
2031	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	14	14	5	4,5	19,3
2032	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	14	14	5	3,8	19,4
2033	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	14	14	5	3,2	19,6
2034	0	0	0	1	0	0	25	37,4	1	0	13	13	5	3,5	24,2
2035	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	13	13	5	3,0	24,3
2036	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	13	13	5	2,5	24,4
2037	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	13	13	5	2,1	24,5
2038	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	13	13	5	1,7	24,5

2039	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	13	13	5	1,4	24,6
2040	0	0	0	0	0	0	25	37,4	1	0	12	12	5	1,2	26,7
2041	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	12	12	5	1,0	26,8
2042	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	12	12	5	0,8	27,0
2043	0	0	0	0	0	0	25	37,4	1	0	11	11	5	0,6	25,4
2044	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	11	11	5	0,5	25,7
2045	0	0	0	0	0	0	25	37,4	1	0	10	10	5	0,5	28,5
2046	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	10	10	5	0,4	28,8
2047	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	10	10	5	0,3	29,1
2048	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	10	10	5	0,2	29,4
2049	0	0	0	0	0	0	25	37,4	1	0	9	9	5	0,2	33,0
2050	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	9	9	5	0,2	33,3
2051	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	9	9	5	0,1	33,7
2052	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	9	9	5	0,1	34,0
2053	0	0	0	0	0	0	25	37,4	1	0	8	8	5	0,1	38,6
2054	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	8	8	5	0,1	39,0
2055	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	8	8	5	0,1	39,4
2056	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	8	8	5	0,0	39,8
2057	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	8	8	5	0,0	40,2
2058	0	0	0	0	0	0	25	37,4	1	0	7	7	5	0,0	46,4
2059	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	7	7	5	0,0	46,9
2060	0	0	0	0	0	0	25	37,4	0	0	7	7	5	0,0	47,3

Таблица 5.2.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория АО "ПКР"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коеф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. проду к-ции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17

2022	36,6	5,2	6,4	176,7	24,9	9,1	37,3	37,3	180,9	180,9	1,7	0,0	0,0	0,919	3,516
2023	60,0	8,5	11,3	236,8	33,4	12,2	64,5	64,5	245,4	245,4	7,0	25,0	25,0	1,506	5,023
2024	56,6	8,0	12,0	293,4	41,4	15,1	69,9	69,9	315,3	315,3	19,0	52,4	77,5	1,420	6,443
2025	53,2	7,5	12,8	346,6	48,9	17,8	75,5	75,5	390,8	390,8	29,6	69,8	147,3	1,575	8,018
2026	47,8	6,7	13,2	394,3	55,6	20,3	78,1	78,1	468,9	468,9	38,8	83,2	230,5	1,402	9,420
2027	40,6	5,7	12,9	434,9	61,3	22,4	80,7	80,7	549,5	549,5	49,7	84,6	315,0	1,192	10,612
2028	34,4	4,9	12,6	469,3	66,2	24,1	83,4	83,4	633,0	633,0	58,7	86,4	401,4	1,002	11,615
2029	29,1	4,1	12,2	498,5	70,3	25,6	85,7	85,7	718,7	718,7	66,0	87,7	489,1	0,835	12,450
2030	24,7	3,5	11,7	523,1	73,8	26,9	87,3	87,3	806,0	806,0	71,7	89,5	578,6	0,697	13,147
2031	20,9	2,9	11,2	544,0	76,7	28,0	88,9	88,9	894,8	894,8	76,5	90,6	669,2	0,578	13,725
2032	17,6	2,5	10,7	561,6	79,2	28,9	89,7	89,7	984,5	984,5	80,3	91,2	760,4	0,481	14,206
2033	14,9	2,1	10,1	576,6	81,3	29,7	90,5	90,5	1075,0	1075,0	83,5	92,0	852,4	0,398	14,604
2034	15,2	2,1	11,5	591,7	83,5	30,4	103,5	103,5	1178,6	1178,6	85,3	92,0	944,3	0,432	15,036
2035	12,8	1,8	10,9	604,5	85,3	31,1	104,2	104,2	1282,8	1282,8	87,8	93,0	1037,4	0,361	15,397
2036	10,5	1,5	10,1	615,0	86,7	31,6	104,5	104,5	1387,3	1387,3	89,9	92,8	1130,2	0,295	15,692
2037	8,8	1,2	9,4	623,8	88,0	32,1	104,8	104,8	1492,1	1492,1	91,6	93,6	1223,8	0,244	15,936
2038	7,3	1,0	8,6	631,1	89,0	32,5	105,1	105,1	1597,2	1597,2	93,1	93,6	1317,4	0,199	16,135
2039	6,0	0,8	7,7	637,2	89,9	32,8	105,4	105,4	1702,6	1702,6	94,3	93,7	1411,1	0,162	16,297
2040	4,9	0,7	6,8	642,1	90,6	33,0	105,6	105,6	1808,2	1808,2	95,3	94,7	1505,8	0,131	16,429
2041	3,9	0,6	5,9	646,0	91,1	33,2	105,9	105,9	1914,1	1914,1	96,3	94,8	1600,6	0,104	16,532
2042	3,1	0,4	4,9	649,1	91,6	33,4	106,7	106,7	2020,8	2020,8	97,1	95,4	1696,0	0,081	16,614
2043	2,3	0,3	3,9	651,4	91,9	33,5	92,2	92,2	2113,0	2113,0	97,5	97,0	1793,1	0,059	16,672
2044	1,9	0,3	3,2	653,3	92,1	33,6	93,1	93,1	2206,1	2206,1	98,0	97,8	1890,9	0,047	16,719
2045	1,5	0,2	2,7	654,8	92,4	33,7	94,0	94,0	2300,1	2300,1	98,4	98,7	1989,5	0,037	16,756
2046	1,2	0,2	2,2	656,0	92,5	33,7	95,0	95,0	2395,0	2395,0	98,7	99,5	2089,1	0,030	16,786
2047	1,0	0,1	1,8	656,9	92,7	33,8	95,9	95,9	2490,9	2490,9	99,0	100,4	2189,5	0,024	16,810
2048	0,8	0,1	1,5	657,7	92,8	33,8	96,9	96,9	2587,8	2587,8	99,2	101,3	2290,8	0,019	16,830
2049	0,6	0,1	1,2	658,3	92,9	33,9	97,8	97,8	2685,6	2685,6	99,4	102,3	2393,1	0,015	16,845
2050	0,5	0,1	1,0	658,8	92,9	33,9	98,8	98,8	2784,4	2784,4	99,5	103,3	2496,3	0,012	16,857
2051	0,4	0,1	0,8	659,2	93,0	33,9	99,8	99,8	2884,2	2884,2	99,6	104,2	2600,6	0,010	16,867
2052	0,3	0,0	0,6	659,5	93,0	33,9	100,8	100,8	2985,0	2985,0	99,7	105,3	2705,8	0,008	16,875

2053	0,3	0,0	0,5	659,8	93,1	33,9	101,8	101,8	3086,8	3086,8	99,8	106,3	2812,1	0,006	16,881
2054	0,2	0,0	0,4	660,0	93,1	33,9	102,8	102,8	3189,6	3189,6	99,8	107,3	2919,5	0,005	16,886
2055	0,2	0,0	0,3	660,1	93,1	34,0	103,8	103,8	3293,5	3293,5	99,8	108,4	3027,8	0,004	16,890
2056	0,1	0,0	0,3	660,2	93,1	34,0	104,9	104,9	3398,4	3398,4	99,9	109,5	3137,3	0,003	16,893
2057	0,1	0,0	0,2	660,3	93,1	34,0	105,9	105,9	3504,3	3504,3	99,9	110,5	3247,8	0,003	16,896
2058	0,1	0,0	0,2	660,4	93,1	34,0	107,0	107,0	3611,3	3611,3	99,9	111,6	3359,5	0,002	16,898
2059	0,1	0,0	0,1	660,5	93,2	34,0	108,1	108,1	3719,4	3719,4	99,9	112,7	3472,2	0,002	16,900
2060	0,1	0,0	0,1	660,5	93,2	34,0	109,1	109,1	3828,5	3828,5	100,0	113,9	3586,1	0,001	16,901

Таблица 5.2.7 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Базовый. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуата ц. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефт и, т/сут	Жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2022	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	6	6	0	13,5	16,7
2023	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	6	6	0	20,2	25,1
2024	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	6	6	0	18,4	25,6
2025	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	6	6	0	16,8	26,1
2026	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	6	6	0	15,2	26,6
2027	0	0	0	0	0	0	6	9,2	1	0	5	5	0	15,7	32,6
2028	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	5	5	0	13,5	33,2
2029	0	0	0	0	0	0	6	9,2	1	0	4	4	0	14,5	42,4
2030	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	12,5	43,2
2031	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	10,7	44,1
2032	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	9,2	44,5
2033	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	7,9	45,0
2034	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	6,8	45,4
2035	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	5,8	45,9
2036	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	4,7	46,4

2037	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	3,8	46,8
2038	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	3,1	47,3
2039	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	2,5	47,8
2040	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	2,0	48,2
2041	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	1,6	48,7
2042	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	1,3	49,2
2043	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	1,1	49,7
2044	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,9	50,2
2045	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,7	50,7
2046	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,6	51,2
2047	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,5	51,7
2048	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,4	52,2
2049	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,3	52,8
2050	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,2	53,3
2051	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,2	53,8
2052	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,2	54,4
2053	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,1	54,9
2054	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,1	55,4
2055	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,1	56,0
2056	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,1	56,6
2057	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,1	57,1
2058	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,0	57,7
2059	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,0	58,3
2060	0	0	0	0	0	0	6	9,2	0	0	4	4	0	0,0	58,9

Таблица 5.2.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Базовый. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %	Накопленная добыча	Отбор от извлека	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обвод. продук-ции,	Закачка рабочих агентов	Компенсация	Добыча нефтяного газа, млн.м ³
------	----------------------	---------------------------------------	--------------------	------------------	-------------------	--------------------------------	------------------------------------	--------------------	-------------------------	-------------	---

		Нача ль- ных	Теку- щих	нефти, тыс.т	е-мых		Всего	В т.ч. механ из. способ ом	Всего	В т.ч. механиз. способом	%	Годо вая зака чка	Нако п- ленн ая зака чка	отбор. закач- кой, %	Годовая	Накоп- ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	26,7	5,7	6,3	69,1	14,8	5,9	33,1	33,1	84,6	84,6	19,4	0	0	0	0,240	1,910
2023	40,0	8,6	10,1	109,1	23,4	9,4	49,6	49,6	134,2	134,2	19,4	0	0	0	0,360	2,270
2024	36,4	7,8	10,2	145,5	31,2	12,5	50,6	50,6	184,8	184,8	28,1	0	0	0	0,328	2,598
2025	33,1	7,1	10,3	178,6	38,3	15,3	51,6	51,6	236,4	236,4	35,8	0	0	0	0,298	2,896
2026	30,1	6,5	10,5	208,7	44,8	17,9	52,6	52,6	289,1	289,1	42,7	0	0	0	0,271	3,167
2027	25,9	5,6	10,1	234,6	50,3	20,2	53,7	53,7	342,7	342,7	51,8	0,0	0,0	0	0,233	3,400
2028	22,2	4,8	9,6	256,9	55,1	22,1	54,8	54,8	397,5	397,5	59,4	0,0	0,0	0	0,200	3,600
2029	19,1	4,1	9,1	276,0	59,2	23,7	55,9	55,9	453,4	453,4	65,8	0,0	0,0	0	0,172	3,772
2030	16,4	3,5	8,6	292,4	62,7	25,1	57,0	57,0	510,3	510,3	71,2	0,0	0,0	0	0,148	3,920
2031	14,1	3,0	8,1	306,5	65,8	26,3	58,1	58,1	568,5	568,5	75,7	0,0	0,0	0	0,127	4,046
2032	12,1	2,6	7,6	318,6	68,4	27,4	58,7	58,7	627,2	627,2	79,4	0,0	0,0	0	0,109	4,155
2033	10,4	2,2	7,1	329,0	70,6	28,3	59,3	59,3	686,4	686,4	82,5	0,0	0,0	0	0,094	4,249
2034	8,9	1,9	6,5	337,9	72,5	29,0	59,9	59,9	746,3	746,3	85,1	0,0	0,0	0	0,080	4,329
2035	7,7	1,6	6,0	345,6	74,2	29,7	60,5	60,5	806,8	806,8	87,3	0,0	0,0	0	0,069	4,398
2036	6,2	1,3	5,2	351,8	75,5	30,2	61,1	61,1	867,9	867,9	89,8	0,0	0,0	0	0,056	4,454
2037	5,0	1,1	4,4	356,8	76,6	30,7	61,7	61,7	929,6	929,6	91,8	0,0	0,0	0	0,045	4,500
2038	4,1	0,9	3,7	360,9	77,4	31,0	62,3	62,3	991,9	991,9	93,5	0,0	0,0	0	0,037	4,536
2039	3,3	0,7	3,1	364,2	78,2	31,3	62,9	62,9	1054,8	1054,8	94,8	0,0	0,0	0	0,030	4,566
2040	2,7	0,6	2,6	366,8	78,7	31,5	63,6	63,6	1118,3	1118,3	95,8	0,0	0,0	0	0,024	4,590
2041	2,2	0,5	2,2	369,0	79,2	31,7	64,2	64,2	1182,5	1182,5	96,6	0,0	0,0	0	0,019	4,609
2042	1,7	0,4	1,8	370,7	79,6	31,9	64,8	64,8	1247,4	1247,4	97,3	0,0	0,0	0	0,016	4,625
2043	1,4	0,3	1,5	372,2	79,9	32,0	65,5	65,5	1312,9	1312,9	97,8	0,0	0,0	0	0,013	4,638
2044	1,1	0,2	1,2	373,3	80,1	32,1	66,1	66,1	1379,0	1379,0	98,3	0,0	0,0	0	0,010	4,648
2045	0,9	0,2	1,0	374,2	80,3	32,1	66,8	66,8	1445,8	1445,8	98,6	0,0	0,0	0	0,008	4,656
2046	0,7	0,2	0,8	375,0	80,5	32,2	67,5	67,5	1513,3	1513,3	98,9	0,0	0,0	0	0,007	4,663

2047	0,6	0,1	0,7	375,6	80,6	32,3	68,1	68,1	1581,4	1581,4	99,1	0,0	0,0	0	0,005	4,668
2048	0,5	0,1	0,5	376,1	80,7	32,3	68,8	68,8	1650,2	1650,2	99,3	0,0	0,0	0	0,004	4,673
2049	0,4	0,1	0,4	376,5	80,8	32,3	69,5	69,5	1719,8	1719,8	99,4	0,0	0,0	0	0,004	4,676
2050	0,3	0,1	0,4	376,8	80,9	32,4	70,2	70,2	1790,0	1790,0	99,5	0,0	0,0	0	0,003	4,679
2051	0,3	0,1	0,3	377,0	80,9	32,4	70,9	70,9	1860,9	1860,9	99,6	0,0	0,0	0	0,002	4,682
2052	0,2	0,0	0,2	377,2	81,0	32,4	71,6	71,6	1932,5	1932,5	99,7	0,0	0,0	0	0,002	4,683
2053	0,2	0,0	0,2	377,4	81,0	32,4	72,3	72,3	2004,8	2004,8	99,8	0,0	0,0	0	0,002	4,685
2054	0,1	0,0	0,2	377,5	81,0	32,4	73,1	73,1	2077,9	2077,9	99,8	0,0	0,0	0	0,001	4,686
2055	0,1	0,0	0,1	377,7	81,0	32,4	73,8	73,8	2151,7	2151,7	99,8	0,0	0,0	0	0,001	4,687
2056	0,1	0,0	0,1	377,7	81,1	32,5	74,5	74,5	2226,2	2226,2	99,9	0,0	0,0	0	0,001	4,688
2057	0,1	0,0	0,1	377,8	81,1	32,5	75,3	75,3	2301,5	2301,5	99,9	0,0	0,0	0	0,001	4,689
2058	0,1	0,0	0,1	377,9	81,1	32,5	76,0	76,0	2377,5	2377,5	99,9	0,0	0,0	0	0,001	4,689
2059	0,0	0,0	0,1	377,9	81,1	32,5	76,8	76,8	2454,3	2454,3	99,9	0,0	0,0	0	0,000	4,690
2060	0,0	0,0	0,0	378,0	81,1	32,5	77,6	77,6	2531,8	2531,8	100,0	0,0	0,0	0	0,000	4,690

Таблица 5.2.9 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Рекомендуемый. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуат. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут
	Всего	Добыч. в.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	1	1	0	0	0	0	7	10,7	0	0	7	7	0	16,7	19,4	0,00
2023	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	7	7	0	22,1	26,5	0,00
2024	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	7	7	0	20,1	27,0	0,00
2025	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	7	7	0	18,3	27,6	0,00
2026	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	7	7	0	16,6	28,1	0,00
2027	0	0	0	0	0	1	7	10,7	0	0	6	6	1	16,7	33,5	90,2
2028	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	6	6	1	14,3	34,1	107,4
2029	0	0	0	0	0	1	7	10,7	0	0	5	5	2	14,8	41,8	84,4

2030	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	12,7	42,6	98,3
2031	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	10,9	43,5	102,5
2032	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	9,4	43,9	104,5
2033	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	8,0	44,4	105,8
2034	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	6,9	44,8	107,5
2035	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	5,9	45,2	109,7
2036	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	4,8	45,7	111,0
2037	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	3,9	46,2	112,9
2038	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	3,1	46,6	114,5
2039	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	2,5	47,1	115,7
2040	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	2,1	47,6	116,7
2041	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	1,7	48,0	118,6
2042	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	1,3	48,5	119,2
2043	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	1,1	49,0	120,9
2044	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	0,9	49,5	122,5
2045	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	0,7	50,0	124,0
2046	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	0,6	50,5	125,5

Таблица 5.2.10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Рекомендуемый. Месторождение Бухарсай.
Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механ. из. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накопленная закачка		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	34,0	7,3	8,0	76,4	16,4	6,6	40,8	40,8	92,3	92,3	16,6	0	0	0	0,306	1,976
2023	51,0	10,9	13,1	127,3	27,3	10,9	61,1	61,1	153,4	153,4	16,6	0	0	0	0,459	2,434
2024	46,4	9,9	13,7	173,7	37,3	14,9	62,3	62,3	215,8	215,8	25,6	0	0	0	0,417	2,852
2025	42,2	9,1	14,4	215,9	46,3	18,5	63,6	63,6	279,4	279,4	33,7	0	0	0	0,380	3,231

2026	38,4	8,2	15,3	254,3	54,6	21,8	64,9	64,9	344,3	344,3	40,8	0	0	0	0,345	3,577
2027	33,0	7,1	15,6	287,2	61,6	24,7	66,2	66,2	410,4	410,4	50,2	31,3	31,3	50	0,297	3,873
2028	28,3	6,1	15,8	315,6	67,7	27,1	67,5	67,5	477,9	477,9	58,0	37,2	68,5	57	0,255	4,128
2029	24,3	5,2	16,2	339,9	72,9	29,2	68,8	68,8	546,7	546,7	64,7	58,5	127,1	87	0,219	4,347
2030	20,9	4,5	16,6	360,8	77,4	31,0	70,2	70,2	617,0	617,0	70,2	68,2	195,2	98	0,188	4,535
2031	18,0	3,9	17,1	378,7	81,3	32,5	71,6	71,6	688,6	688,6	74,9	71,1	266,3	100	0,162	4,697
2032	15,4	3,3	17,7	394,2	84,6	33,9	72,3	72,3	760,9	760,9	78,7	72,5	338,8	100	0,139	4,836
2033	13,2	2,8	18,4	407,4	87,4	35,0	73,1	73,1	834,0	834,0	81,9	73,4	412,2	100	0,119	4,955
2034	11,4	2,4	19,4	418,8	89,9	36,0	73,8	73,8	907,8	907,8	84,6	74,5	486,7	100	0,102	5,057
2035	9,8	2,1	20,7	428,6	92,0	36,8	74,5	74,5	982,3	982,3	86,9	76,0	562,8	100	0,088	5,145
2036	7,9	1,7	21,2	436,5	93,7	37,5	75,3	75,3	1057,6	1057,6	89,5	77,0	639,8	100	0,071	5,217
2037	6,4	1,4	21,7	442,9	95,0	38,0	76,0	76,0	1133,6	1133,6	91,6	78,3	718,1	100	0,058	5,274
2038	5,2	1,1	22,4	448,1	96,2	38,5	76,8	76,8	1210,4	1210,4	93,2	79,4	797,5	100	0,047	5,321
2039	4,2	0,9	23,4	452,3	97,1	38,9	77,6	77,6	1287,9	1287,9	94,6	80,2	877,7	100	0,038	5,359
2040	3,4	0,7	24,7	455,7	97,8	39,1	78,3	78,3	1366,3	1366,3	95,7	80,9	958,6	100	0,031	5,389
2041	2,7	0,6	26,5	458,4	98,4	39,4	79,1	79,1	1445,4	1445,4	96,5	82,2	1040,8	100	0,025	5,414
2042	2,2	0,5	29,2	460,6	98,8	39,6	79,9	79,9	1525,3	1525,3	97,2	82,7	1123,5	100	0,020	5,434
2043	1,8	0,4	33,4	462,4	99,2	39,7	80,7	80,7	1606,0	1606,0	97,8	83,8	1207,3	100	0,016	5,450
2044	1,5	0,3	40,6	463,9	99,5	39,9	81,5	81,5	1687,5	1687,5	98,2	84,9	1292,3	100	0,013	5,463
2045	1,2	0,3	55,3	465,0	99,8	40,0	82,3	82,3	1769,8	1769,8	98,6	86,0	1378,3	100	0,011	5,474
2046	1,0	0,2	100,0	466,0	100,0	40,0	83,1	83,1	1853,0	1853,0	98,9	87,0	1465,3	100	0,009	5,482

Таблица 5.2.11 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод скв в ПИД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость водонагнетательных скважин, м ³ /сут
	Всего	Добыт.	Нагнет.						Всего	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	1	0	1	0	0	0	7	10,7	0	0	6	6	0	13,5	16,7	0,00
2023	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	6	6	1	20,2	25,1	71,58

2024	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	6	6	1	18,4	25,8	91,31
2025	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	6	6	1	16,8	26,6	97,37
2026	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	6	6	1	15,2	27,4	96,90
2027	0	0	0	0	0	1	7	10,7	0	0	5	5	2	15,7	33,9	76,7
2028	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	5	5	2	13,5	34,9	80,4
2029	0	0	0	0	0	1	7	10,7	0	0	4	4	3	14,5	44,9	56,0
2030	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	12,5	45,8	57,8
2031	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	10,7	46,8	59,5
2032	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	9,2	47,2	60,4
2033	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	7,9	47,7	61,0
2034	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	6,8	48,2	62,3
2035	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	5,8	48,7	62,9
2036	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	5,0	48,9	63,6
2037	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	4,3	49,1	64,0
2038	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	3,7	49,4	64,4
2039	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	3,1	49,6	64,6
2040	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	2,6	49,9	65,2
2041	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	2,1	50,1	65,6
2042	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	1,7	50,6	66,7
2043	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	1,4	51,1	67,1
2044	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	1,1	51,7	68,0
2045	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,9	52,2	68,9
2046	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,7	52,7	69,7
2047	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,6	53,2	70,6
2048	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,5	53,8	70,7
2049	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,4	54,3	71,5
2050	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,3	54,8	72,3
2051	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,3	55,4	73,1
2052	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,2	55,9	73,9
2053	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,2	56,5	74,6
2054	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,1	57,1	75,4

2055	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,1	57,6	76,2
2056	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,1	58,2	77,0
2057	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,1	58,8	77,8
2058	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,1	59,4	78,5
2059	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,0	60,0	79,3
2060	0	0	0	0	0	0	7	10,7	0	0	4	4	3	0,0	60,6	80,1

Таблица 5.2.12 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. Месторождение Бухарсай. Контрактная территория ТОО "Саутс Ойл"

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Кэф. нефт. еотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов		Компенсация отбор. закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка	Накопленная закачка		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2022	26,7	5,7	6,3	69,1	14,8	5,9	33,1	33,1	84,6	84,6	19,4	0	0	0	0,240	1,910
2023	40,0	8,6	10,1	109,1	23,4	9,4	49,6	49,6	134,2	134,2	19,4	25	25	44	0,360	2,270
2024	36,4	7,8	10,2	145,5	31,2	12,5	51,1	51,1	185,3	185,3	28,8	32	56	66	0,328	2,598
2025	33,1	7,1	10,3	178,6	38,3	15,3	52,6	52,6	237,9	237,9	37,1	34	90	86	0,298	2,896
2026	30,1	6,5	10,5	208,7	44,8	17,9	54,2	54,2	292,1	292,1	44,4	34	124	100	0,271	3,167
2027	25,9	5,6	10,1	234,6	50,3	20,2	55,8	55,8	348,0	348,0	53,6	53,2	177,1	100	0,233	3,400
2028	22,2	4,8	9,6	256,9	55,1	22,1	57,5	57,5	405,5	405,5	61,3	55,8	232,8	100	0,200	3,600
2029	19,1	4,1	9,1	276,0	59,2	23,7	59,2	59,2	464,7	464,7	67,7	58,2	291,0	100	0,172	3,772
2030	16,4	3,5	8,6	292,4	62,7	25,1	60,4	60,4	525,1	525,1	72,8	60,2	351,2	100	0,148	3,920
2031	14,1	3,0	8,1	306,5	65,8	26,3	61,6	61,6	586,7	586,7	77,1	61,9	413,1	100	0,127	4,046
2032	12,1	2,6	7,6	318,6	68,4	27,4	62,2	62,2	648,9	648,9	80,5	62,9	475,9	100	0,109	4,155
2033	10,4	2,2	7,1	329,0	70,6	28,3	62,9	62,9	711,8	711,8	83,5	63,5	539,4	100	0,094	4,249
2034	8,9	1,9	6,5	337,9	72,5	29,0	63,5	63,5	775,3	775,3	85,9	64,8	604,2	100	0,080	4,329
2035	7,7	1,6	6,0	345,6	74,2	29,7	64,1	64,1	839,4	839,4	88,0	65,4	669,7	100	0,069	4,398
2036	6,5	1,4	5,4	352,1	75,6	30,2	64,4	64,4	903,8	903,8	89,9	66,1	735,8	100	0,059	4,457

2037	5,6	1,2	4,9	357,7	76,8	30,7	64,8	64,8	968,6	968,6	91,3	66,6	802,4	100	0,050	4,508
2038	4,8	1,0	4,4	362,5	77,8	31,1	65,1	65,1	1033,7	1033,7	92,6	67,0	869,4	100	0,043	4,551
2039	4,1	0,9	4,0	366,6	78,7	31,5	65,4	65,4	1099,1	1099,1	93,8	67,2	936,6	100	0,037	4,588
2040	3,4	0,7	3,5	370,0	79,4	31,8	65,7	65,7	1164,8	1164,8	94,8	67,8	1004,4	100	0,031	4,619
2041	2,8	0,6	2,9	372,8	80,0	32,0	66,1	66,1	1230,9	1230,9	95,7	68,3	1072,7	100	0,025	4,644
2042	2,3	0,5	2,4	375,1	80,5	32,2	66,7	66,7	1297,6	1297,6	96,6	69,4	1142,1	100	0,020	4,664
2043	1,8	0,4	2,0	377,0	80,9	32,4	67,4	67,4	1365,0	1365,0	97,3	69,7	1211,8	100	0,017	4,681
2044	1,5	0,3	1,7	378,4	81,2	32,5	68,1	68,1	1433,1	1433,1	97,8	70,7	1282,5	100	0,013	4,694
2045	1,2	0,3	1,4	379,6	81,5	32,6	68,8	68,8	1501,9	1501,9	98,2	71,7	1354,2	100	0,011	4,705
2046	1,0	0,2	1,1	380,6	81,7	32,7	69,4	69,4	1571,3	1571,3	98,6	72,6	1426,8	100	0,009	4,714
2047	0,8	0,2	0,9	381,4	81,8	32,8	70,1	70,1	1641,4	1641,4	98,9	73,4	1500,2	100	0,007	4,721
2048	0,6	0,1	0,8	382,0	82,0	32,8	70,8	70,8	1712,3	1712,3	99,1	73,5	1573,7	100	0,006	4,727
2049	0,5	0,1	0,6	382,6	82,1	32,9	71,5	71,5	1783,8	1783,8	99,3	74,4	1648,1	100	0,005	4,731
2050	0,4	0,1	0,5	383,0	82,2	32,9	72,3	72,3	1856,1	1856,1	99,4	75,2	1723,3	100	0,004	4,735
2051	0,3	0,1	0,4	383,3	82,3	32,9	73,0	73,0	1929,0	1929,0	99,5	76,0	1799,3	100	0,003	4,738
2052	0,3	0,1	0,3	383,6	82,3	33,0	73,7	73,7	2002,7	2002,7	99,6	76,8	1876,1	100	0,002	4,741
2053	0,2	0,0	0,3	383,8	82,4	33,0	74,4	74,4	2077,2	2077,2	99,7	77,6	1953,8	100	0,002	4,743
2054	0,2	0,0	0,2	384,0	82,4	33,0	75,2	75,2	2152,4	2152,4	99,8	78,4	2032,2	100	0,002	4,744
2055	0,1	0,0	0,2	384,1	82,4	33,0	75,9	75,9	2228,3	2228,3	99,8	79,3	2111,5	100	0,001	4,745
2056	0,1	0,0	0,1	384,2	82,5	33,0	76,7	76,7	2305,0	2305,0	99,8	80,1	2191,5	100	0,001	4,747
2057	0,1	0,0	0,1	384,3	82,5	33,0	77,5	77,5	2382,5	2382,5	99,9	80,9	2272,4	100	0,001	4,747
2058	0,1	0,0	0,1	384,4	82,5	33,0	78,2	78,2	2460,7	2460,7	99,9	81,7	2354,1	100	0,001	4,748
2059	0,1	0,0	0,1	384,5	82,5	33,0	79,0	79,0	2539,8	2539,8	99,9	82,5	2436,7	100	0,001	4,749
2060	0,1	0,0	0,1	384,5	82,5	33,0	79,8	79,8	2619,6	2619,6	99,9	83,4	2520,0	100	0,000	4,749

Мероприятия по доразведке месторождения

По состоянию на 02.01.2021 г. выполнен подсчет запасов нефти и растворенного газа по месторождению Бухарсай (Протокол № 2329-21-У от 30.06.2021 года).

Протоколом ГКЗ РК Недропользователям было рекомендовано:

- продолжить уточнение структурно-тектонической модели месторождения;
- отобрать керн из продуктивного горизонта PZ для проведения стандартных и специальных исследований;
- продолжить отбор глубинных и поверхностных проб пластового флюида по всем продуктивным горизонтам (нефть, вода);
- проводить гидродинамические исследования действующего фонда скважин для контроля за энергетическим состоянием продуктивных горизонтов;
- доразведать запасы, оцененные по категории C₂ с целью перевода в категорию C₁.

Объектом промышленной эксплуатации является залежь М-II в зоне с запасами категории C₁ (геологические/извлекаемые 2887/1755 тыс.т), участок с запасами категории C₂ (224/43 тыс.т или 6,7% от запасов залежи М-II) является объектом доразведки.

С этой целью в пределах категории C₂ в водонефтяной зоне закладываются две разведочные скважины 13 и 14 с предполагаемыми толщинами более 4 м.

В случае получения положительных результатов при опробовании скважин 13, 14, запасы, оцененные по категории C₂, будут переведены в категорию C₁.

В залежи PZ в скважинах провести отбор поверхностных проб нефти.

5.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

По состоянию на 01.06.2021 г на месторождении Бухарсай общий фонд пробуренных скважин составляет 22 единиц. Из них в простое 16 скважин (2, 3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24, 61, 63, 64, 65, 66, 67), ликвидированы 5 скважины (1, 4, 8, 9, 12), скважина №10 в освоении после бурения.

Учитывая геолого-физическую характеристику горизонтов и физико-химические свойства добываемой продукции можно сделать вывод, что разработка месторождения Бухарсай будет осуществляться механизированным способом добычи нефти с использованием электроцентробежных насосных установок (УЭЦН) и скважинными штанговыми глубиннонасосными установками (СШНУ).

Область применения УЭЦН — это высокодебитные, обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом от 10 до 1300 м³/сут и высотой подъема 500 ÷ 2000 м. Условия применимости УЭЦН по перекачиваемым средам: жидкость с содержанием механических примесей не более 0.5 г/л, свободного газа на приеме насоса не более 25%;

сероводорода не более 1.25 г/л; воды не более 99 %; водородный показатель (рН) пластовой воды в пределах 4,0 ÷ 8,5. Температура в зоне размещения электродвигателя не более + 170°C.

С использованием УЭЦН на месторождении Бухарсай эксплуатация осуществляется скважинами №№ 3,5,6,7,11,21,22,23,24 из I объекта М-II горизонта, со средним дебитом жидкости 67,67 т/сут, средним дебитом нефти 66,12 т/сут и обводнённостью 2,68%.

Устье скважины оборудовано фонтанной арматурой АФ-3000PSI 2 -9/16 на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI) и колонной головки ОК-3000PSI 9-5/8”x6-5/8”, рассчитанной также на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI), производства Казнефтемаш.

На устье установлена система управления изменения скорости вращения. В компоновке подземного оборудования выше насоса установлены обратный клапан для предотвращения попадания мех.примесей при непредвиденной остановке насоса (отключение электроэнергии и др.) и сливной клапан для облегчения работ при ПРС.

В настоящее время на месторождении используются установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении типов ЭЦН5А-400-1100/14-004921-2 и ЭЦН5А-400-1200/14-004921-2, производства ТОО «Новомет-Казахстан».

Применяемое на месторождении оборудование соответствует условиям эксплуатации и рекомендуется к дальнейшему применению.

Для отбора запланированных объёмов продукции рекомендуется спускать одноступенчатую колонну НКТ с номинальным диаметром 73 мм. Башмак колонны НКТ располагать на 10-15 м выше верхних дыр интервалов перфорации с направляющей воронкой, которая обеспечит беспрепятственный спуск и подъём измерительных приборов.

С учётом максимальных нагрузок, действующих на НКТ, условиям эксплуатации отвечают трубы класса L с пределом текучести не менее 552 МПа (стандарт АНИ). Предлагаемая компоновка лифтовых колонн основана на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины с наименьшими гидравлическими потерями;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную безопасную эксплуатацию скважины и непрерывные замеры забойного давления и температуры;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы.

Выпускаемые серийно ЭЦН5А-400-1100/14-004921-2 и ЭЦН5А-400-1200/14-004921-2 имеют длину от 13,3 и 14,3 и массу 473 и 506 кг соответственно в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

В скважинах, работающих на оптимальном режиме, систематический контроль дебита и динамического уровня позволит своевременно (при снижении дебита) проводить ГТМ и поддерживать рациональные условия эксплуатации этих скважин.

Выбор модели УЭЦН основывается на условиях эксплуатации месторождения (кривизны скважин, глубины скважин, наличии газа, мех.примесей, углекислого газа и др.). Первоначально выбранная модель УЭЦН должна обеспечивать расчётный дебит с использованием крутящего момента, нагрузке и скорости. Регулировка скорости для вывода системы на заданный режим и достижение её стабильной работы должна проводиться по каждой скважине индивидуально, с контролем параметров уровня жидкости, противодействия уровня потока и дебита.

Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ)

Для обеспечения дебитов жидкости в диапазоне до 47,8 м³/сут предлагаются к применению насосы вставного типа с внутренними диаметрами 32, 38, 44 и 57 мм.

Режим откачки устанавливается исходя их значений ожидаемых дебитов, начиная с минимальных значений длины хода и числа качаний (S и n), увеличивая постепенно сначала число качаний, затем длину хода, добиваясь при постоянном контроле оптимального режима работы установки

Недропользователь имеет право выбора фирмы поставщика насосных установок, при этом неременным условием является выбор насоса соответствующего условиям эксплуатации месторождения. Наиболее точный подбор типа насоса, штанг и другого оборудования для комплектации насосных установок по каждой, отдельно взятой скважине, проводится заводом-изготовителем и согласно представленной Недропользователем характеристики месторождения и технологических параметров работы скважины.

В таблице 5.1.1 приведены показатели эксплуатации скважин на проектируемый период.

Таблица 5.1.1 – Показатели эксплуатации скважин

Способ эксплуатации	Показатели	Годы		
		2022	2023	2024
1	2	3	4	5
УЭЦН	Ввод скважин	3	2	1
	Средний эксплуатационный фонд	18	20	21
	Дебит жидкости средний	15,7	21,6	20,6
	Средняя обводнённость, %	9,6	10,2	20,1
СШНУ	Ввод скважин	3	2	1
	Средний эксплуатационный фонд	18	20	21

Дебит жидкости средний	15,7	21,6	20,6
Средняя обводненность, %	9,6	10,2	20,1

5.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе разработки месторождения месторождения Бухарсай возможны осложнения, связанные с:

- Загрязнением нефтепромыслового оборудования, системы сбора и подготовки нефти асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО).
- Обострением коррозионной ситуации.

Отложения АСПО

Нефть продуктивного горизонта М-II на месторождения Бухарсай имеет плотность 0,7828 г/см³, малосернистая (0,057%), малосмолистая – 2 %, содержание асфальтенов – 0,02%, высокопарафинистая (6,8%), температура плавления парафина +46,0°C. Кинематическая вязкость при 20°C в среднем составляет 3,25 мкм²/с, при 50°C – 1,85 мкм²/с.

При добыче нефти происходит неизбежное изменение термобарических условий, Нефть охлаждается, в основном, при движении ее по стволу скважины за счет теплообмена с окружающей средой. Понижение температуры нефти до точки насыщения вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к кристаллизации парафина. Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение их образования, так и удаление уже образовавшихся отложений.

На месторождении Бухарсай для предупреждения и борьбы с отложением парафина и асфальто-смолистых веществ применяются механические и тепловые методы.

За анализируемый период по состоянию на 01.06.2021 г. АО «ПККР» с целью предупреждения и борьбы с парафиноотложениями были проведены:

Механические методы очистки от парафина и обеспечения прохода с помощью спуска парафинорезок различного диаметра (Ø 42, 47, 53, 56 мм).

За период с 2018г. по состоянию 01.06.2021г. было проведено 341 спусков на 12 скважинах.

Тепловые методы отчистки на скважинах №№21, 22, 23 месторождения Бухарсай проведено 8 обработок горячей нефтью через затрубное пространство (ОГН) таблица 6.2.1.

В средний прирост дебита нефти составил 23,8 т/сут, снижение обводненности в среднем по скважинам составило 66,63%, средняя продолжительность эффекта 62,7 суток

Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей широко применяется использование ингибиторов парафиноотложений, которые, обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение АСПО на поверхности оборудования.

Ингибиторная защита предусматривает постоянную подачу реагента дозировочными насосами в затрубное пространство. Необходимая дозировка подбирается расчетным путем по результатам лабораторных испытаний и выбора наиболее эффективного и экономически выгодного реагента.

Также для борьбы и предупреждения образования отложения парафина на внутренних поверхностях стенок НКТ и выкидных линий скважин рекомендуется использование различных парафинорезок и скребков соответственно.

В период промышленной разработки рекомендуется в холодный период года продолжить обработку горячей нефтью (ОГН) подземного оборудования и периодический мониторинг за его состоянием с целью своевременного принятия мер по предотвращению парафиноотложений и соответствующих осложнений, связанных с этим.

Таблица 6.2.1 – Результаты эффективности проведенных обработок скважин.

№ п/п	№ скв.	Дата проведения работы	Объем закаченной нефти, м3	Параметры работы скважин						Прирост дебита нефти, т/сут	Снижение обводнённости, %	Продолжительность эффекта (по состоянию на 01.06.2021 г.) сут
				До обработки			После обработки					
				Qж, т/сут	Qн, т/сут	%, воды	Qж, т/сут	Qн, т/сут	%, воды			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	22	30.11.2020	27,0	29,0	11,0	62,07	47,0	46,8	0,43	36,0	61,5	97
2	23	03.01.2021	28,0	15,9	5,0	68,57	43,2	43,1	0,23	38,1	68,34	67
3	23	15.01.2021	28,0	15,9	5,0	68,57	43,2	43,1	0,23	38,1	68,34	67
4	21	24.01.2021	25,1	20,0	5,8	70,83	48,3	47,8	0,91	4,2	66,63	85
5	22	25.01.2021	26,0	48,3	48,2	0,94	42,7	42,6	0,17	-	-	-
6	23	31.01.2021	26,0	15,9	5,0	68,57	43,2	43,1	0,23	38,1	68,34	67
7	22	16.02.2021	28,0	42,7	42,6	0,17	48,8	48,7	0,27	6,1	-0,10	28
8	22	22.02.2021	26,0	42,7	42,6	0,17	48,8	48,7	0,27	6,1	-0,10	28

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

Согласно технологическим показателям разработки в период промышленной разработки обводненность продукции скважин ожидается не более 97,8%. Пластовые воды относятся к хлоркальциевому типу, общая минерализация вод составляет от 41 до 85 г/л.

По результатам химического анализа из скважины № 2 на горизонте М-0 общая минерализация равна 41,89 г/л. Вода жесткая (130 мг-экв/л), слабокислая (рН – 6,65), с удельным весом – 1,021 г/см³.

Пластовые воды горизонта М-II отобраны в скважинах №№ 6, 7 и представлены 2-мя пробами. Общая минерализация составила 62,27 г/л и 85,74 г/л соответственно. Вода по составу жесткая (540-573 мг-экв/л), слабокислая (рН – 6,76-6,13), с удельным весом – 1,045 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод содержатся: барий – 707,8 мг/л, механической примеси – 0,4339%.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии зависит от состава и содержания коррозионно-активных компонентов: хлорид- и бикарбонат-ионов. Содержание хлоридов в воде превышает в пробе воды из скважины № 7 (высокая коррозионная активность соответствует значениям хлор-иона свыше пороговых в 50 мг/л).

По компонентному составу и степени воздействия пластовые воды характеризуются как сильноагрессивные среды, вызывающие общую и локальную виды коррозии.

В пробе нефтяного газа из горизонта М-II содержание углекислого газа составило 0,09%. Сероводород отсутствует из горизонта PZ содержание углекислого газа 0,22%. Поэтому наличие СО₂ в присутствии воды и механических примесей может привести к интенсивному коррозионному износу оборудования.

Для борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования необходимо применять комплекс средств противокоррозионной защиты. В этот комплекс должны входить такие наиболее широко используемые в практике нефтедобычи средства, как ингибиторная защита и использование оборудования из твёрдых сплавов.

В нефтяной промышленности наиболее широко используется метод ингибиторной защиты. Ингибиторы или замедлители коррозии, при введении которых в небольших дозах в агрессивную среду, обеспечивают торможение или подавление процесса коррозии металла. Действие ингибитора коррозии обычно заключается в образовании на защищаемой поверхности пассивирующей плёнки. Ингибиторы могут быть поданы в

агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязательен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

Наиболее предпочтительно применение коррозионностойких НКТ из твёрдого сплава в скважинах, из которых добывается даже незначительное количество воды. Одним из таких материалов, применяемых в последнее время, является сталь типа SM-2535-110 или SM-2035-110 (25Cr/35Ni/3Mo). Кроме того, необходим постоянный мониторинг состояния НКТ в скважинах путём кавернометрии или установки образцов-"свидетелей", которые должны периодически изыматься из скважин для контроля. Замена НКТ, состояние которых признано угрожающим, должно производиться до проявления негерметичности, что снизит расходы на КРС по сравнению с необходимостью проведения аварийных ловильных работ по извлечению оборвавшихся НКТ.

Рекомендации

С целью повышения эффективности проводимых мероприятий по удалению органических отложений необходимо проведение лабораторных исследований по определению компонентного состава отложений и подбору растворяющих композиции. По результатам исследований рекомендовать способы защиты и очистки подземного оборудования.

Для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования рекомендуется применение ингибиторной защиты после проведения исследований по совместимости с технологическими процессами подготовки продукции и исследований с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

5.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

В настоящее время на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» обустроены следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины.

- Выкидные линии от скважин до замерной установки «Спутник-1» (СП-1).
- Тестовый сепаратор «Спутник-1».
- Печь подогрева ПП-0,63, расположенная на площадке СП-1.
- Подземная дренажная ёмкость объемом 8 м³, расположенная на площадке СП-1.
- На устьях скважин установлена подземная дренажная ёмкость геометрическим объемом 2 м³.
- Газовый скруббер, расположенный на площадке СП-1.

В основу технологической схемы сбора нефти на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» заложена однетрубная лучевая герметизированная напорная система сбора продукции скважин, которая до минимума сокращает потери нефти и газа при внутрипромысловом сборе и подготовке нефти по месторождению и при транспортировке ее по трубопроводу.

По состоянию на 01.06.2021 г. на месторождении от скважин №№ 3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24 построены Ø 76 мм выкидные линии до СП-1 общей протяженностью 2319 м, начато строительство выкидных линий от скважин №№ 21, 22, 23, 24 до СП-1, также, ведутся строительные работы по расширению СП-1, при увеличении количества подключаемых скважин возможно дальнейшее расширение СП-1

Газожидкостная смесь (ГЖС) по индивидуальным выкидным линиям скважин поступает на замерную установку «Спутник-1» (СП-1) на котором осуществляется замер продукции скважин.

Опорожнение трубопроводов и оборудования осуществляется в дренажную ёмкость. Ремонтный и аварийный сброс газа от тестового сепаратора также осуществляется в дренажную ёмкость. Опорожнение дренажной ёмкости производится передвижными средствами.

Газовый скруббер предназначен для предварительного снятия капельной влаги на СП-1.

На Спутнике по рабочему манифольду нефтегазовая смесь подается на подогреватель нефти, где подогревается до температуры + 60° С.

В качестве топлива для подогрева используется газ, предварительно очищенный в газовом сепараторе СП-1, поступающий по газовой линии от УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак через СП-2.

Протяженность Ø 76 мм газового трубопровода от СП-1 месторождения Бухарсай до СП-2 месторождения Юго-Западный Карабулак составляет 5564 м.

От подогревателя, нефтегазовая смесь направляется в нефтяной коллектор Ø 152мм и L=5338 м до манифольда Спутника-2 (СП-2) месторождения Юго-Западный Карабулак.

Газожидкостная смесь от СП-2 поступает на УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак, где происходит разделение пластовой воды, которая используется в системе поддержания пластового давления месторождения.

Далее отделенная нефть после УПСВ совместно с нефтегазовой смесью месторождения Юго-Западный Карабулак единым потоком по промысловому коллектору направляется на ГУ-1 месторождения Северо-Западная Кызылкия для дальнейшей подготовки и транспортировки на ЦППН месторождения Арыскуп.

На рисунке 6.3.1 представлена принципиальная технологическая схема сбора жидкости на замерной установке «Спутник-1» месторождения Бухарсай территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

На рисунке 6.3.2 представлена принципиальная технологическая схема сбора и транспортировки жидкости на месторождения Бухарсай территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Настоящим Проектом предусмотрено:

- 2022 г. – ввод 2-х добывающих скважин из бурения и 9 добывающих скважин из простоя.
- 2023 г. – ввод из бурения 2-х добывающих скважин.
- 2024 г. – ввод из бурения 1-й добывающей скважины.

Для внутрипромыслового сбора и транспорта добываемой продукции новых скважин предполагается герметизированная система сбора. Продукция скважин по выкидным трубопроводам, проложенным по однотрубной лучевой системе, будет поступать на замерную установку.

Для обустройства добывающего фонда предлагается:

- Обустройство устьев вводимых из бурения добывающих скважин, в том числе по годам: 2022 г. – 2 скважины, 2023 г. – 2 скважина, 2024 г. – 1 скважины.

Обустройство выкидных линий от устьев добывающих скважин до замерной установки, в том числе по годам: 2022 г. – 2 скважины, 2023 г. – 2 скважина, 2024 г. – 1 скважины.

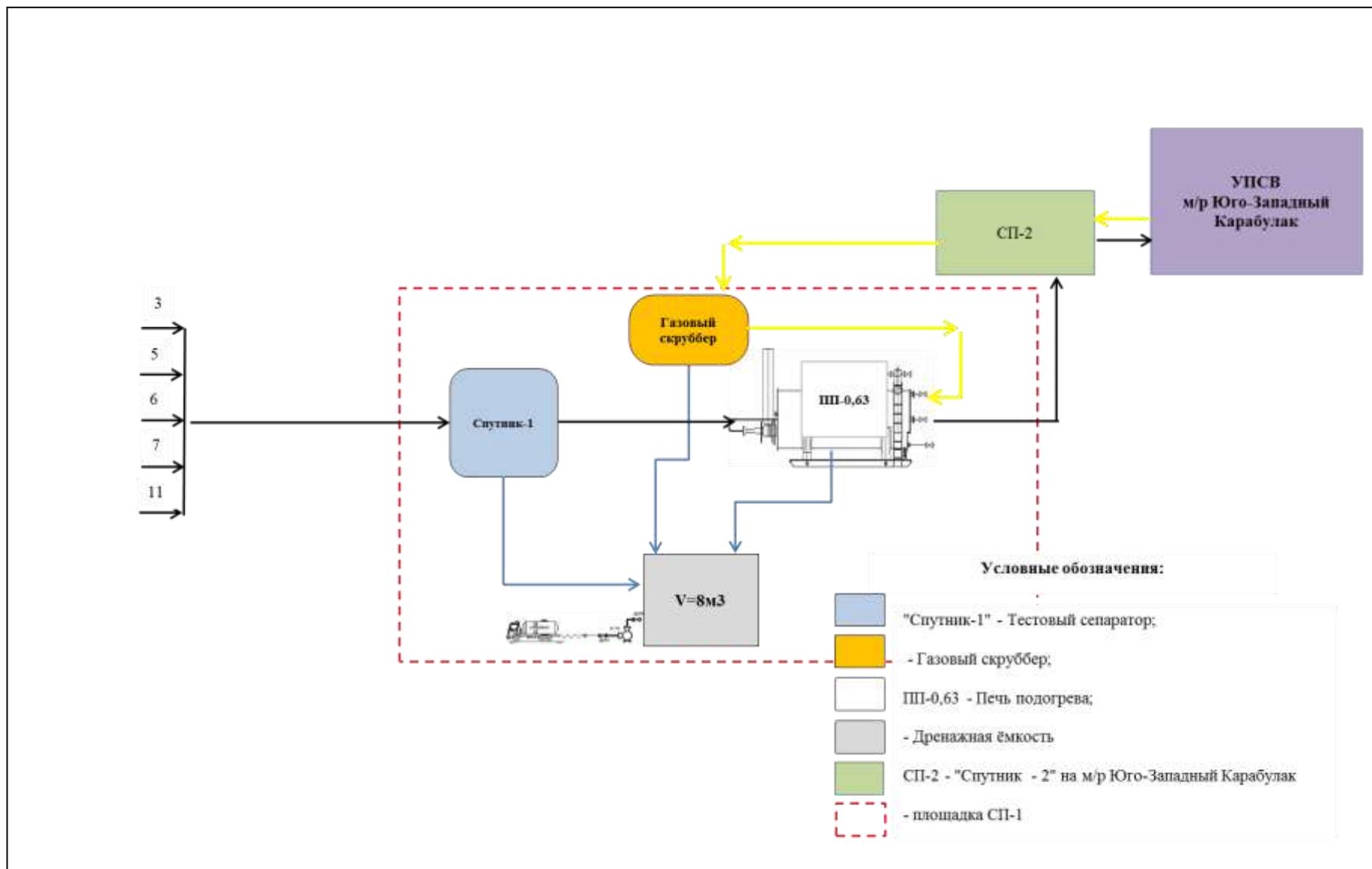


Рис. 5.3.1 Принципиальная технологическая схема сбора жидкости на замерной установке «Спутник-1» месторождения Бухарсай территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

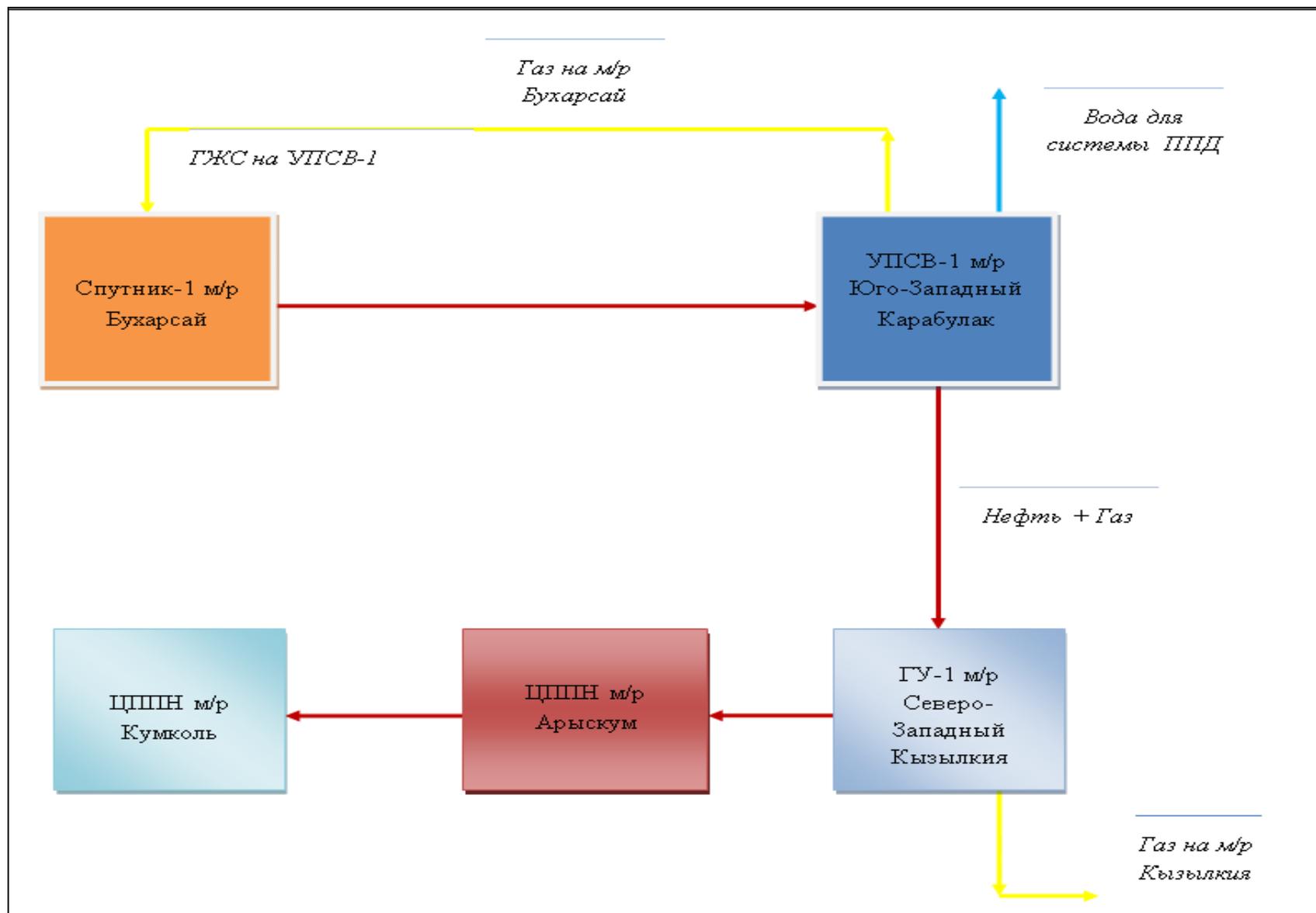


Рис. 5.3.2 - Принципиальная технологическая схема сбора и транспортировки жидкости на месторождения Бухарсай территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорси»

Территория ТОО «Саутс-Ойл»

По состоянию на 01.06.2021 г. на территории ТОО «Саутс-Ойл» в простое находятся 6 скважин (61, 63, 64, 65, 66, 67).

В период промышленной разработки на месторождении Бухарсай для герметизированного сбора жидкости от отдельно стоящих скважин будет построена Замерная установка ЗУ-4.

В состав сооружения замерной установки ЗУ-4 будет входить:

- выкидные линии скважин №№ 61, 63, 64, 65, 66, 67;
- площадка входного манифольда;
- узел учета газа и жидкости с 2-х фазным сепаратором -1 шт;
- площадка тестового сепаратора производительностью 500 м³/сут - 1шт;
- площадка блоков дозирования химреагента-2шт;
- площадка емкости дренажной подземной V=12,5 м³ – 1 шт;
- площадка свечи – 1 шт;
- площадка печей подогрева ПП-0,63 -2шт;
- площадка дизельной электростанции-1 шт.

Жидкость от каждой скважины от входного манифольда по тестовому коллектору поступает на АГЗУ с тестовым сепаратором VE-ЗУ4-01 для замера дебита по газу, воде и нефти. После замера жидкость все потоки объединяются и жидкость поступает в общий коллектор на нагрев в печах подогрева Н-ЗУ4-01А/В (ПП-0,63).

Также часть газа после тестового сепаратора используется в качестве топливного газа в печах подогрева ПП-0,63. В качестве топливного газа используется попутный газ, предварительно очищенный в газосепараторе печи.

На линиях выхода газа и жидкости из сепаратора установлены оперативные узлы замера.

Газ и жидкость после замера объединяются и поступают в нефтегазовый коллектор на ЗУ-4 месторождения Бухарсай и далее по нефтегазовому коллектору Ду-150мм на ЗУ-1 месторождения Карабулак.

Для очистки и диагностики промыслового нефтегазопровода на ЗУ-4 установлена камера запуска скребка PL-ЗУ4-01, а на ЗУ-1 камера приема скребка PR-ЗУ1-01.

Дренаж от оборудования и трубопроводов собирается в дренажную емкость VE-ЗУ4-02 и по мере накопления полупогружным насосом РС-ЗУ4-01 перекачивается в коллектор перед печами нагрева.

В общий коллектор жидкости перед печами нагрева и в коллектор жидкости после печей нагрева от блоков дозирования BR-ЗУ4-01,02 подаются химреагенты.

Перед сепаратором на линии подачи жидкости установлен клапан аварийного отключения XV-001 и предназначен для защиты сепаратора по высокому уровню и давлению с местным, дистанционным управлением из операторной и автоматическим отключением по аварийным уровню и давлению в сепараторе.

При закрытии аварийного клапана XV-001 перед сепаратором VE-ЗУ-3 жидкость после печей нагрева по байпасной линии, минуя сепаратор, поступает в нефтегазовый коллектор на ЗУ-4 месторождения Бухарсай.

Защита 2-х фазного сепараторов от превышения давления осуществляется двумя предохранительными клапанами (1 рабочий, 1 резервный), установленными на верхней образующей оборудования. Для обеспечения ревизии и ремонта клапанов до и после них установлена отключающая арматура с блокирующим устройством, исключающим возможность одновременного закрытия запорной и резервной арматуры.

Сброс от предохранительных клапанов 2-х фазного сепаратора осуществляется в дренажную емкость.

На рисунке 6.3.3 представлена принципиальная схема сбора и подготовки нефти и газа на ЗУ-4 месторождения Бухарсай.

Настоящим Проектом предусмотрено:

- 2022 г. – ввод 1-й добывающей скважины из бурения и 6 добывающих скважин из простоя.

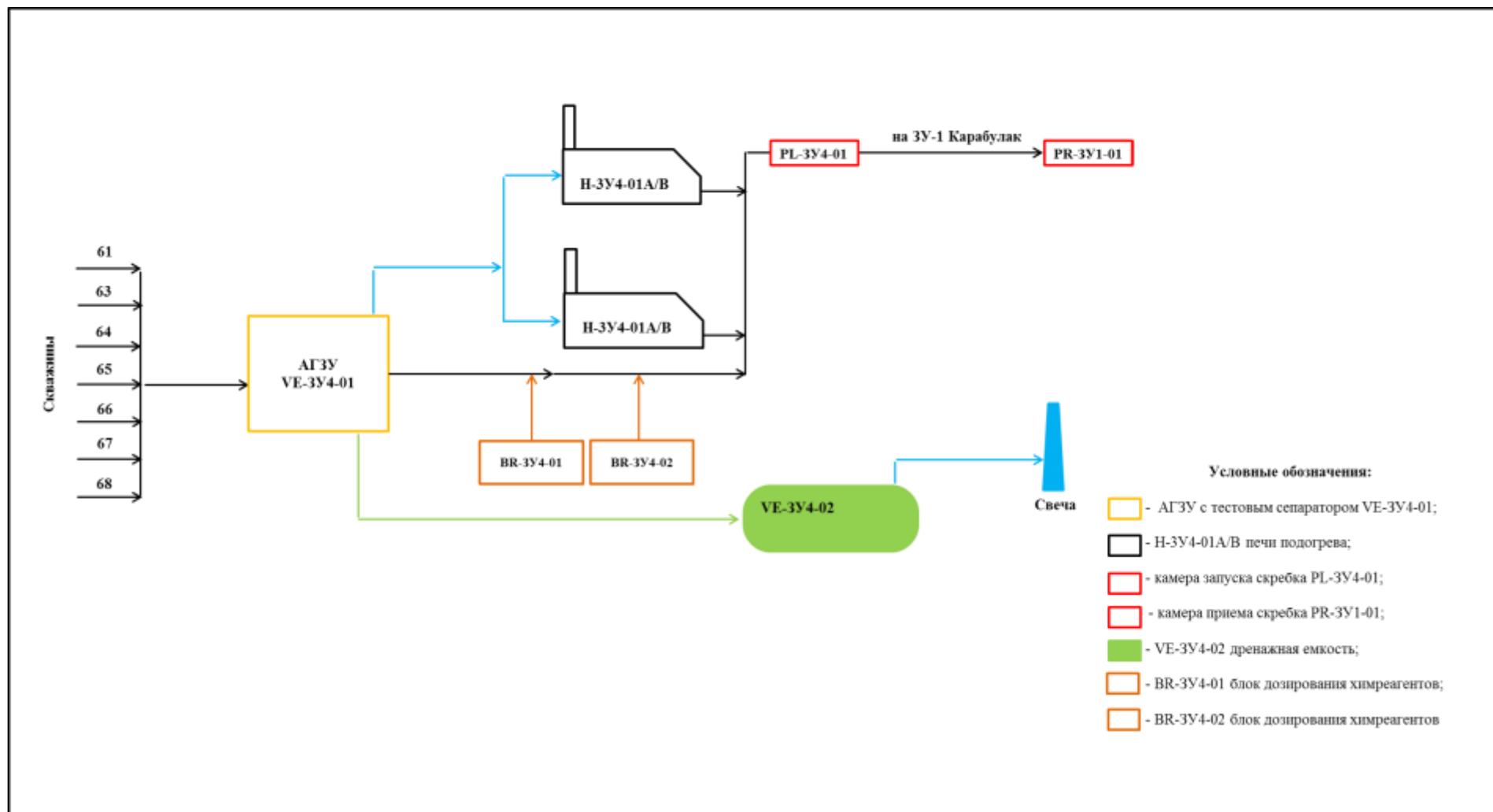


Рис. 5.3.3 Принципиальная схема сбора и подготовки нефти и газа на 3У-4 месторождения Бухарсай на территории ТОО «Саутс-Ойл»

5.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Планы по рациональному использованию сырого газа будут основываться на использовании собственных мощностей, а также планируется направлять свободные ресурсы газа через действующую систему трубопроводов на газотурбинные установки ГТУ месторождения Кумколь, в целях выработки электроэнергии.

Основным объектом потребления нефтяного газа на промысле будет являться автоматизированная газовая печь ПП-0,63 установленная на площадке ЗУ. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 100 м³/час.

В качестве топлива для подогрева используется газ, предварительно очищенный в газовом сепараторе СП-1, поступающий по газовой линии от УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак через СП-2. Протяженность Ø3" газового трубопровода от СП-2 месторождения Юго-Западный Карабулак до СП-1 месторождения Бухарсай составляет 5564 м. Излишки объема газа будут транспортироваться по трубопроводу месторождения Юго-Западный Карабулак – Северо-Западный Кызылкия и далее на газокompрессорную станцию месторождения Кызылкия для дальнейшей подачи на месторождение Кумколь, где расположена газотурбинная электростанция по выработке электроэнергии.

Техническая характеристика и количество оборудования за рассматриваемый период по годам представлены в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1 – Техническая характеристика оборудования

Наименование	Кол-во	Расход газа на 1 ед, м ³ /час
Путевой подогреватель ПП-0,63	1	100

В таблице 5.4.2 приведен прогнозный баланс добываемого нефтяного газа месторождения Бухарсай на период 2022-2024гг.

Таблица 5.4.2 – Прогнозный баланс газа месторождения Бухарсай на 2022 – 2024гг.

Годы	Добыча нефтяного газа, тыс.м ³	Количество отработанных дней печей ПП-0,63	Использование газа для подогрева нефти, тыс.м ³	Объем газа для выработки электроэнергии, тыс.м ³ (м/р Кумколь)	Неизбежный объем сжигания газа, тыс.м ³ (м/р Карабулак)
2022	1,011	67	160,8	850	0,20
2023	1,690	200	480,0	921	289,00
2024	1,600	200	480,0	1074	46,00

Территории ТОО «Саутс-Ойл»

Основными объектами потребления нефтяного газа на промысле будет являться автоматизированная газовая печь ПП-0,63 в количестве 2 ед., установленных на площадке

ЗУ. Потребление газа в соответствии с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 52,4 м³/час.

В качестве топлива для работы печей будет использоваться газ, из газосепараторов, установленных на ЗУ-4.

Техническая характеристика и количество оборудования за рассматриваемый период по годам представлены в таблице 5.4.4.

Таблица 5.4.4 – Техническая характеристика оборудования

Наименование	Количество скважин ед		Расход газа на 1 ед, м ³ /час	Общий расход, тыс. м ³ /год	
	Годы разработки			Годы разработки	
	с 01.05.2022	2023		с 01.05.2022	2023
ПП-0,63	2	2	52,4	616,22	918,04

В таблице 5.4.5 приведены показатели разработки на проектируемые 5 лет промышленной разработки.

Таблица 5.4.5 – Прогнозные показатели разработки

Годы	Показатели				
	Фонд добывающих скважин, шт	Добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Ресурсы нефтяного газа, тыс.м ³	Газосодержание, м ³ /т
2022	7	34,0	40,8	305,7	9
2023	7	51,0	61,1	458,55	9
2024	7	46,4	62,3	417,28	9
2025	7	42,2	63,6	379,72	9
2026	7	38,4	64,9	345,45	9

Баланс нефтяного газа на период промышленной разработки представлен в таблице 5.4.6.

Таблица 5.4.6 – Распределение потоков нефтяного газа для проектируемого периода

Показатели	Ед. изм.	Периоды разработки				
		с 01.05.2022	2023	2024	2025	2026
Ресурсы нефтяного газа	тыс.м ³ /год	305,7	458,55	417,28	379,72	345,45
Расход газа для технологических нужд (печь ПП-0,63)	тыс.м ³ /год	535,74	918,02	918,02	918,02	918,02

В связи с тем, что добыча газа не соответствует потребности предприятия для обеспечения работы технологического оборудования в нормальном режиме необходимо использование других видов топлива или эксплуатировать технологическое оборудование с параметрами потребления ниже паспортных номинальных расходов топлива, или закупать недостающие объёмы газа.

В соответствии с требованиями предприятию рекомендовано перед разработкой Программы развития переработки (утилизации) газа на месторождении Бухарсай рассчитать по ПСТ РК 13-2014 технологические потери сырого (нефтяного) газа при добыче.

5.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

По рекомендуемому к реализации 2 варианту разработки, для поддержания пластового давления предусматривается:

- Бурение нагнетательных скважин №№ 31, 32, 33, 34, 35;
- Строительство одного ВРП;
- Строительство нагнетательных линии к скважинам \varnothing 80мм.

Водоснабжение и необходимые объемы для системы ППД месторождения Бухарсай, планируется от УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак.

Для этой цели планируется строительство параллельно существующему нефтепроводу, нового \varnothing 203,2мм. водовода высокого давления от УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак до месторождения Бухарсай протяженностью 6,5 км, проектное давление 12,0 МПа.

На месторождении Юго-Западный Карабулак, в целях обеспечения необходимой мощности системы водоснабжения, проектируется построить дополнительные сооружения для водонагнетания:

- РВС -1000 м³;
- Бустерный насос-1шт. $Q=65\text{ м}^3/\text{час}$;
- Нагнетательный насос -1шт. $Q=65\text{ м}^3/\text{час}$, $P_{\text{мах}} -12,15\text{ МПа}$;
- Водопровод \varnothing 102 мм от существующей водозаборной скважины до РВС-1000 м³ на месторождение Юго-Западный Карабулак;
- установка глубинного насоса на существующую водозаборную скважину на месторождения Юго-Западный Карабулак;

Принципиальная технологическая схема водоснабжения системы ППД месторождения Бухарсай представлена на рисунке 5.5.1.

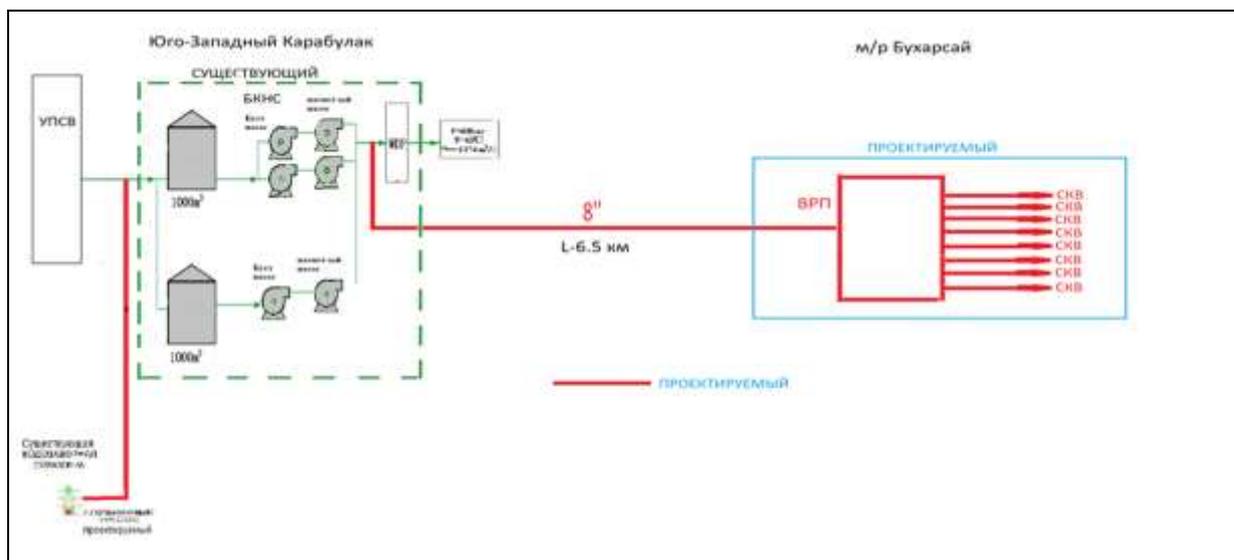


Рисунок 5.5.1 - Принципиальная технологическая схема водоснабжения системы ППД месторождения Бухарсай

С учётом характеристики основных показателей разработки месторождения Бухарсай на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» по рекомендованному варианту проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 5.5.1.

Таблица 5.5.1 – Технологические показатели работы нагнетательных скважин

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м³/сут	Годовая закачка воды, тыс. м³	Годовая добыча воды, тыс. м³	
				сточной	БКНС Юго-Западный Карабулак
1	2	3	4	5	6
2023	2	75,6	27,6	3,32	46,41
2024	4	47,6	58,1	11,73	57,93
2025	5	45,5	78,9	20,93	59,31
2026	5	50,9	88,2	28,91	49,93
2027	5	51,2	88,8	38,91	42,00
2028	5	51,8	89,9	47,86	35,86
2029	5	52,6	91,2	55,36	30,02
2030	5	53,1	92,0	61,99	25,18
2031	5	53,7	93,1	67,90	21,26
2032	5	54,0	93,6	72,31	18,05
2033	5	54,4	94,3	76,20	5,80
2034	5	54,9	95,1	89,30	3,43
2035	5	55,4	96,1	92,67	-
2036	5	52,5	91,0	91,33	-
2037	5	52,5	91,1	93,40	-
2038	5	47,1	81,6	86,45	-
2039	5	46,7	81,0	87,70	-
2040	5	41,8	72,5	80,04	24,28

Территория ТОО «Саутс-Ойл»

По рекомендуемому к реализации 2 варианту разработки, в 2027 и 2029 годах для поддержания пластового давления предусматривается:

- перевод добывающих скважин №№ 63,66 под нагнетание для ППД;
- строительство нагнетательных линии к скважинам от месторождения Карабулак.

Водоснабжение и необходимые объемы для системы ППД месторождения Бухарсай, планируется от БКНС месторождения Карабулак.

С учётом характеристики основных показателей разработки месторождения Бухарсай на территории ТОО «Саутс-Ойл» по рекомендованному варианту проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 5.5.2.

Таблица 5.5.2 – Технологические показатели работы нагнетательных скважин

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Годовая закачка воды, тыс. м ³	Годовая добыча воды, тыс. м ³	
				Сточной	БКНС Карабулак
2027	1	90,2	31,3	33,19	-
2028	1	107,4	37,2	39,17	-
2029	2	84,4	58,5	44,51	14,03
2030	2	98,3	68,2	49,32	18,86
2031	2	102,5	71,1	53,67	17,39
2032	2	104,5	72,5	56,91	15,56
2033	2	105,8	73,4	59,81	13,58
2034	2	107,5	74,5	62,41	12,13
2035	2	109,7	76,0	64,75	11,29
2036	2	111,0	77,0	67,35	9,66
2037	2	112,9	78,3	69,62	8,71
2038	2	114,5	79,4	71,60	7,79
2039	2	115,7	80,2	73,36	6,87
2040	2	116,7	80,9	74,94	5,97

Недостающие объемы закачиваемой воды будет компенсироваться за счет излишков от других месторождений при сборе и подготовке на БКНС месторождения Карабулак.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода в соответствии с коллекторскими свойствами должна соответствовать установленным требованиям, приведённым в таблице 5.5.3.

Таблица 5.5.3 - Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	Объекты	
	I	II
Стабильность	стабильна	
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%	
Количество мехпримесей	до 50 мг/л	
Содержание нефтепродуктов	до 50 мг/л	
Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 5 мкм	
Содержание растворённого кислорода	менее 0.5 мг/л	
Содержание сероводорода	отсутствие	
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие	

Выпадение карбонатов в основном происходит при росте температуры и при смешении несовместимых вод.

Осадки сульфатных солей образуются главным образом под влиянием смешения несовместимых вод и растворения гипса из горных пород.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0.5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования. При коррозионной активности закачиваемой воды свыше 0.1 мм/год необходимо предусмотреть мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования.

Содержание сероводорода и СВБ в воде не допускается. СВБ часто присутствуют в подземных и поверхностных водах и, попадая вместе с закачиваемой водой в нефтяные пласты, они с другими типами бактерий образуют биоценоз, продуктами жизнедеятельности которого являются сероводород и углекислый газ. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования.

5.6 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.

Система подготовки воды должна быть закрытой, чтобы избежать контакта добываемой воды с атмосферой. Каждая скважина должна быть оснащена штуцерным клапаном и расходомером для контроля распределения нагнетаемой воды.

Существуют следующие методы очистки воды от нефти и мехпримесей: отстой, флотация, осаждение, фильтрация и сепарация. Подготовка воды чаще всего осуществляется путем отстоя в резервуарах различного объема и формы. В таких условиях частицы менее 5 мкм осаждаются медленно, и гранулометрический состав взвесей не контролируется. Более тонкую очистку обеспечивает фильтрация и сепарирование под действием центробежных сил.

Очистка от нефти осуществляется отстоем в резервуарах цеха подготовки нефти. В случае превышения требуемых норм очистки в технологическую схему может быть включен блок гидроциклонов типа жидкость–жидкость.

Предварительная очистка от механических примесей проводится отстоем в резервуарах. Дополнительная подготовка воды может осуществляться путем ее фильтрации через различного рода фильтры (фильтры грубой очистки, фильтры на пористых средах, патронные фильтры) или сепарации в гидроциклонах и центрифугах.

6 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

6.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Бухарсай разрабатывается двумя недропользователями: АО «ПККР» северная часть и ТОО «Саутс Ойл» южная часть.

АО «ПККР» с 31 марта 2021 года, ТОО «Саутс Ойл» с 23 апрель 2021 года работы приостановили. Разработка месторождения Бухарсай обеими недропользователями возобновится с 1 мая 2022 года.

В условиях увеличения добычи углеводородов важнейшей экологической и социальной задачей является охрана окружающей среды в районах размещения предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- *в процессе добычи, сбора и подготовки углеводородного сырья:*
 - в результате утечек легких фракций углеводородов от технологического оборудования (*сепараторов, оборудования скважин*);
- *в процессе строительства скважин:*
 - в результате сгорания дизельного топлива (в дизель-генераторе привода);
 - в результате неорганизованных выбросов при работе спецтехники (бульдозера);
 - в результате утечек легких фракций углеводородов из емкостей, насосов, сепаратора, резервуаров;
 - в результате выбросов от слесарной мастерской и сварочного поста.

Согласно «*Проекта нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (ПДВ) для контрактной территории 1928 на 2020-2021 гг.*» (Заключение ГЭЭ №: KZ11VCZ00738557, дата выдачи 04.12.2020 г.) АО «ПККР» на месторождении Бухарсай (северная часть) количество стационарных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на данный момент составляет:

- всего 72 источников загрязнения атмосферы, из которых 40 являются организованными источниками и 32 – неорганизованными источниками выбросов ЗВ.

Ориентировочное количество источников при реализации проектных решений (рекомендуемого варианта) по АО «ПККР» составляет:

- в 2023 году 18 и в 2025 году 21 источников загрязнения атмосферы, из которых 1 является организованным источником и 17 в 2023 году и 20 в 2025 году – неорганизованными источниками выбросов ЗВ;

По ТОО «САУТС ОЙЛ»:

- в 2023 году 16, из которых 4 является организованным источником и 12 – неорганизованными источниками выбросов ЗВ;

Ориентировочное количество источников при строительстве 1 скважины составляет 35 источников, из которых 20 является организованными, 15 – неорганизованными.

В процессе строительно-монтажных работ предусматриваются следующие виды работ: рытье траншей, обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п.

Работа строительной техники будет сопровождаться выбросами пыли.

Работа дизельных блоков сопровождается выделением в атмосферу оксида азота, диоксида азота, диоксида серы, оксида углерода, углеводородов, сажи, бенз(а)пирена и формальдегида.

При приеме, хранении и отпуске дизтоплива в наземные резервуары склада ГСМ, топливные баки дизельных установок и спецтехники в атмосферу выделяются предельные углеводороды.

В процессе бурения скважин будут проводиться сварочные работы. При ручной дуговой сварке штучными электродами от сварочного оборудования в атмосферу выделяются сварочный аэрозоль и фтористый водород.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов – с 6001. При эксплуатации месторождения будут функционировать как организованные, так и неорганизованные источники выбросов.

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (Северная часть)

С целью выявить наибольшее воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из трех вариантов разработки месторождения рассмотрены следующие года:

- при реализации 1 варианта:

- в 2023 году достигаются *максимальные показатели объемов добычи нефти (44,0 тыс.т)*, показатель объема добычи газа (1,060 млн.м³), при фонде добывающих скважин – 9 шт.;

- в 2025 году достигаются *максимальные показатели объемов добычи газа (1,112 млн.м³)*, показатель объема добычи нефти (36,1 тыс.т), *при максимальном фонде добывающих скважин – 11 шт.*;

- **при реализации 2 (рекомендуемого) варианта:**

- в 2023 году достигаются *максимальные показатели объемов добычи нефти (67,3 тыс.т)*, показатель объема добычи газа (1,690 млн.м³), *при фонде добывающих скважин – 13 шт.*;

- в 2025 году достигаются *максимальный показатель объема добычи газа (1,736 млн.м³)*, показатель объема добычи нефти (59,6 тыс.т), *при максимальном фонде добывающих скважин – 16 шт.*;

- бурение 10 скважин согласно проектным решениям за весь период разработки;

- **при реализации 3 варианта:**

- в 2023 году достигаются *максимальный показатель объема добычи нефти (60 тыс.т)*, показатель объема добычи газа (1,506 млн.м³), *при фонде добывающих скважин – 11 шт.*;

- в 2025 году достигаются *максимальный показатель объема добычи газа (1,575 млн.м³)*, показатель объема добычи нефти (53,2 тыс.т), *при максимальном фонде добывающих скважин – 14 шт.*;

- бурение 8 скважин согласно проектным решениям за весь период разработки.

ТОО «Саутс Ойл» (Южная часть)

С целью выявить наибольшее воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из трех вариантов разработки месторождения рассмотрены следующие года:

- **при реализации 1 варианта:**

- в 2023 году достигаются *максимальные показатели объемов добычи нефти (40 тыс.т) и газа (0,360 млн.м³)*, *при максимальном фонде добывающих скважин – 6 шт.*;

- **при реализации 2 (рекомендуемого) варианта:**

- в 2023 году достигаются *максимальные показатели объемов добычи нефти (51 тыс.т) и газа (0,459 млн.м³)*, *при максимальном фонде добывающих скважин – 7 шт.*;

- бурение 1 скважины согласно проектным решениям за весь период разработки;

- **при реализации 3 варианта:**

- в 2023 году достигаются *максимальные показатели объемов добычи нефти (40 тыс.т) и газа (0,360 млн.м³)*, при *максимальном фонде добывающих скважин – 6 шт.*;

- бурение 1 скважины согласно проектным решениям за весь период разработки.

В рамках настоящего проекта к «Проекту разработки месторождения Бухарсай» рассмотрены основные источники выбросов, которые находятся в прямой зависимости от максимального уровня добычи углеводородов.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ, которые отличают варианты друг от друга, являются:

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (Северная часть)

1 вариант:

- Печь подогрева ПП-0,63 – 4800 ч. – 1 шт. – Источник № 0001;
- Тестовый сепаратор – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6001;
- Газовый скруббер – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6002;
- Дренажная емкость 8 м³ – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6003;
- Дренажная емкость 2 м³ – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6004;
- Площадки 9 скважин (№№ 3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24) – 8760 ч. – Источники №№ 6005-6013, (2023 г.);
- Площадки 11 скважин (№№ 3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24, 2, 10) – 8760 ч. – Источники №№ 6005-6015, (2025 г.).

2 рекомендуемый вариант:

- Печь подогрева ПП-0,63 – 4800 ч. – 1 шт. – Источник № 0001;
- Тестовый сепаратор – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6001;
- Газовый скруббер – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6002;
- Дренажная емкость 8 м³ – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6003;
- Дренажная емкость 2 м³ – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6004;
- Площадки 13 скважин (№№ 3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28) – 8760 ч. – Источники №№ 6005-6017, (2023 г.);
- Площадки 16 скважин (№№ 3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 2, 10) – 8760 ч. – Источники №№ 6005-6020, (2025 г.).

3 вариант:

- Печь подогрева ПП-0,63 – 4800 ч. – 1 шт. – Источник № 0001;
- Тестовый сепаратор – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6001;
- Газовый скруббер – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6002;
- Дренажная емкость 8 м³ – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6003;
- Дренажная емкость 2 м³ – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6004;
- Площадки 11 скважин (№№ 3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24, 25, 26) – 8760 ч. – Источники №№ 6005-6015, (2023 г.);

- Площадки 14 скважин (№№ 3, 5, 6, 7, 11, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 2,10) – 8760 ч. – Источники №№ 6005-6018, (2025 г.).

Схема расположения источников выбросов по вариантам для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» представлены на рисунке 6.1-6.3.

ТОО «Саутс Ойл» (Южная часть)

1 вариант:

- Свеча к дренажной емкости – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 0101;
- Печь подогрева ПП-0,63 – 8760 ч. – 2 шт. – Источники №№ 0102-0103;
- Дизельная электростанция – 8760 ч. – 1 шт. – 0104;
- 2-х фазный сепаратор (НГС) – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6101;
- Тестовый сепаратор – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6102;
- Блок дозирования реагента (БДР) – 8760 ч. – 2 шт. – Источники №№ 6103-6104;
- Дренажная емкость 12,5 м³ – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6105;
- Площадки 6 скважин (№№ 61, 63, 64, 65, 66, 67) – 8760 ч. – Источники №№ 6106-6111, (2023 г.).

2 рекомендуемый вариант:

- Свеча к дренажной емкости – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 0101;
- Печь подогрева ПП-0,63 – 8760 ч. – 2 шт. – Источники №№ 0102-0103;
- Дизельная электростанция – 8760 ч. – 1 шт. – 0104;
- 2-х фазный сепаратор (НГС) – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6101;
- Тестовый сепаратор – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6102;
- Блок дозирования реагента (БДР) – 8760 ч. – 2 шт. – Источники №№ 6103-6104;
- Дренажная емкость 12,5 м³ – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6105;
- Площадки 7 скважин (№№ 61, 63, 64, 65, 66, 67, 68) – 8760 ч. – Источники №№ 6106-6112, (2023 г.).

3 вариант:

- Свеча к дренажной емкости – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 0101;
- Печь подогрева ПП-0,63 – 8760 ч. – 2 шт. – Источники №№ 0102-0103;
- Дизельная электростанция – 8760 ч. – 1 шт. – 0104;
- 2-х фазный сепаратор (НГС) – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6101;
- Тестовый сепаратор – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6102;
- Блок дозирования реагента (БДР) – 8760 ч. – 2 шт. – Источники №№ 6103-6104;
- Дренажная емкость 12,5 м³ – 8760 ч. – 1 шт. – Источник № 6105;
- Площадки 6 скважин (№№ 61, 63, 64, 65, 66, 67) – 8760 ч. – Источники №№ 6106-6111, (2023 г.).

Схема расположения источников выбросов по вариантам для ТОО «Саутс Ойл» представлены на рисунке 6.4-6.6.

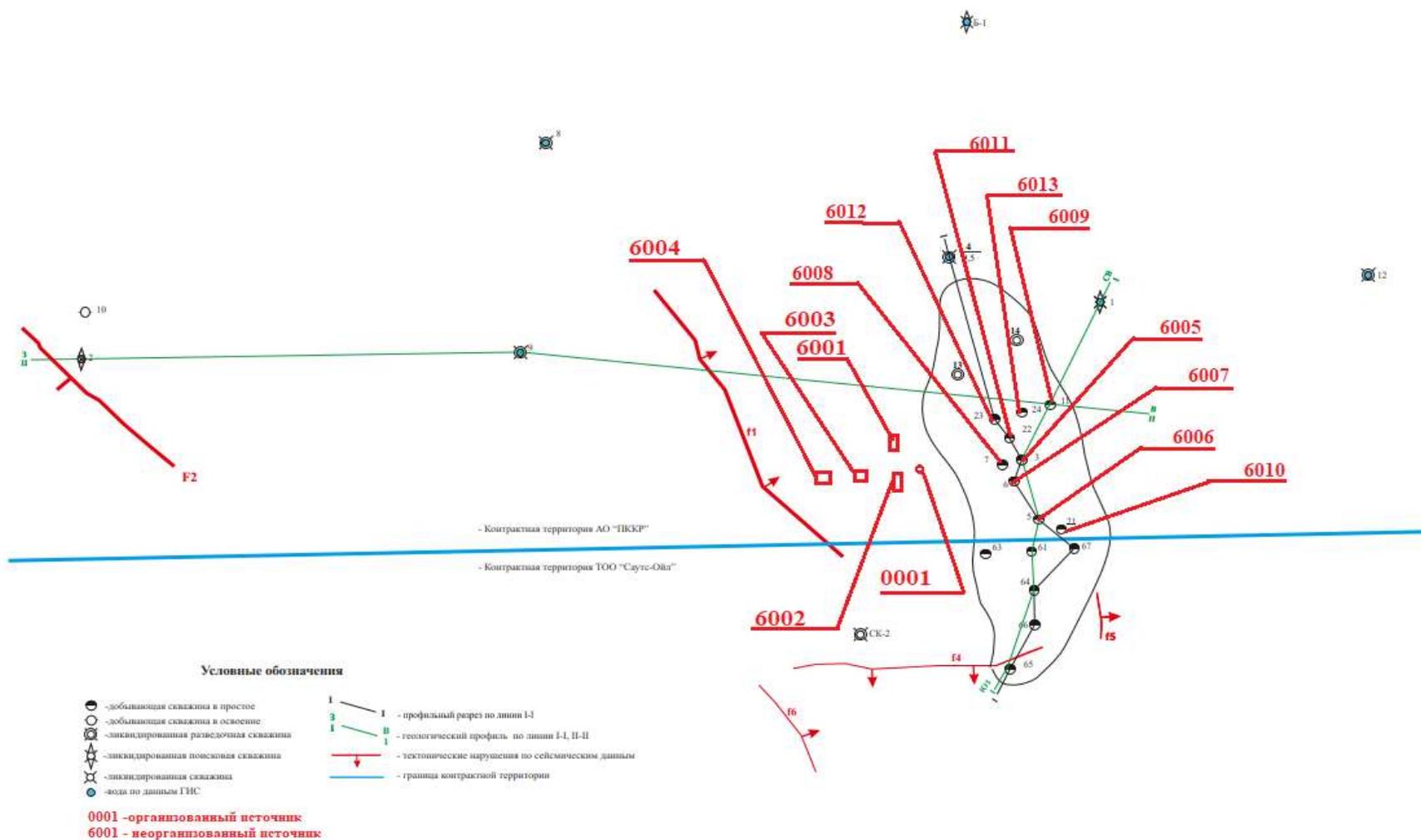


Рисунок 6.1 - Схема расположения источников выбросов по I варианту 2023 год. АО «ППКР» (Северная часть м/р Бухарсай)

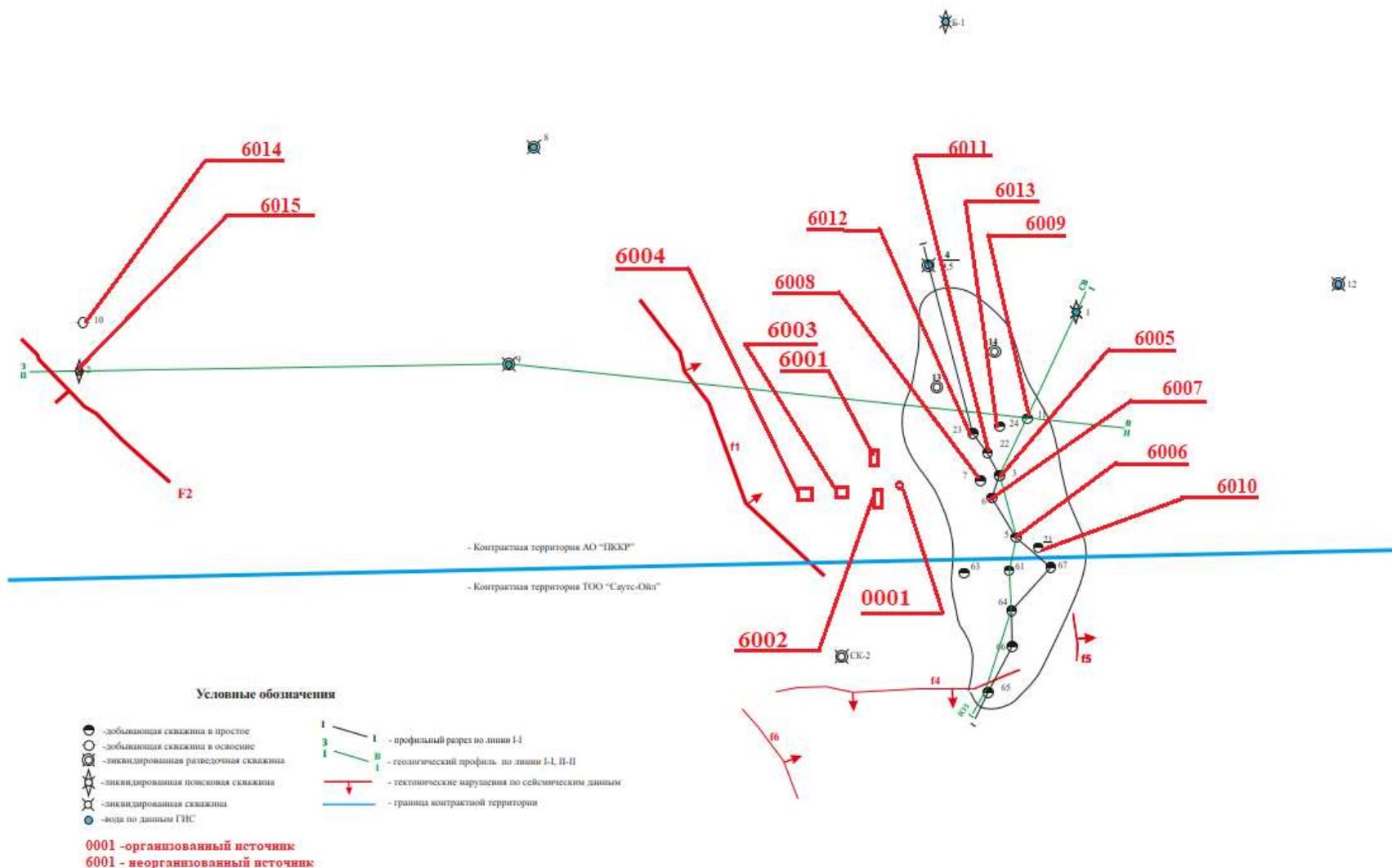


Рисунок 6.2 - Схема расположения источников выбросов по I варианту 2025 год. АО «ППКР» (Северная часть м/р Бухарсай)

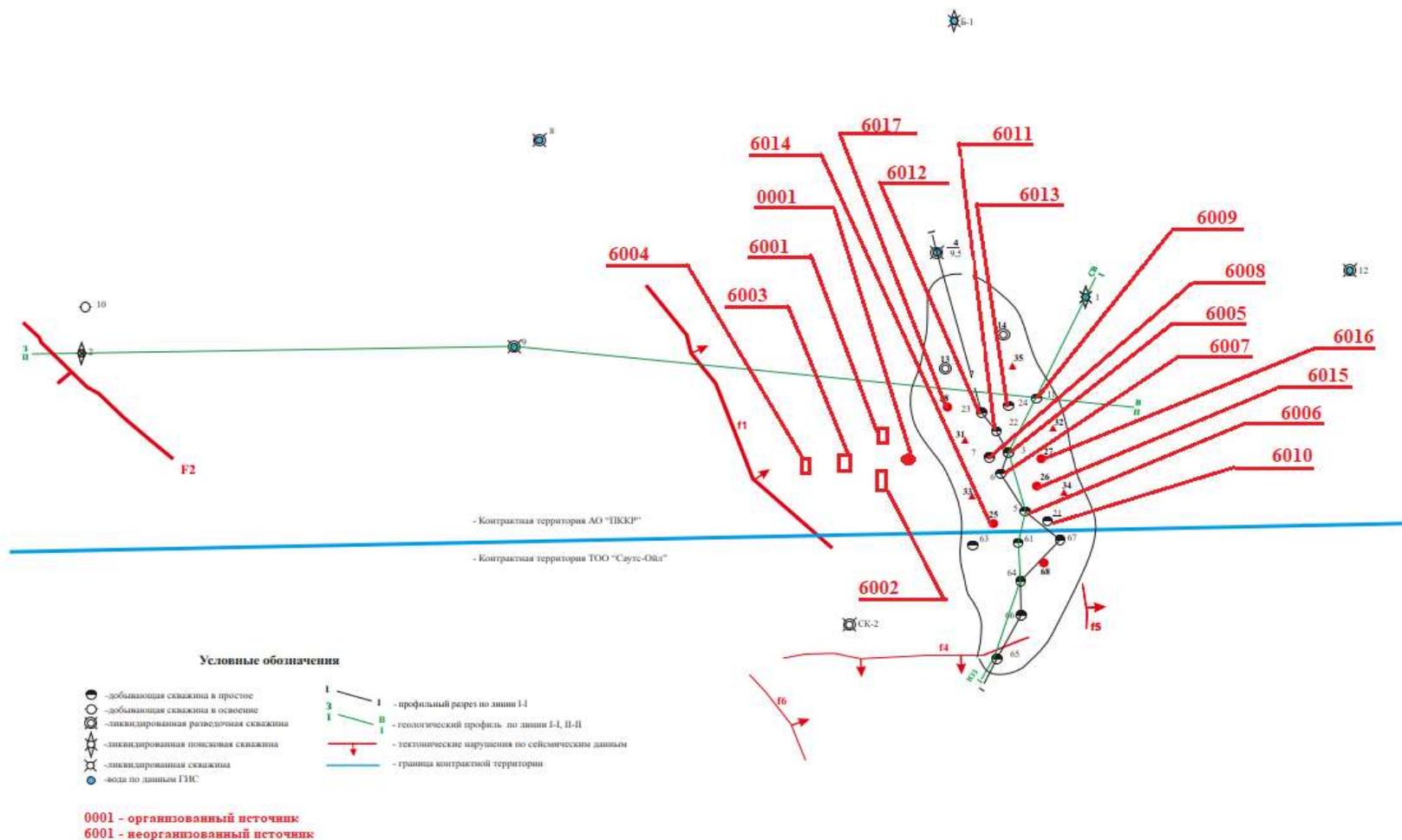


Рисунок 6.3 - Схема расположения источников выбросов по рекомендуемому II варианту 2023 год. АО «ППКР» (Северная часть м/р Бухарсай)

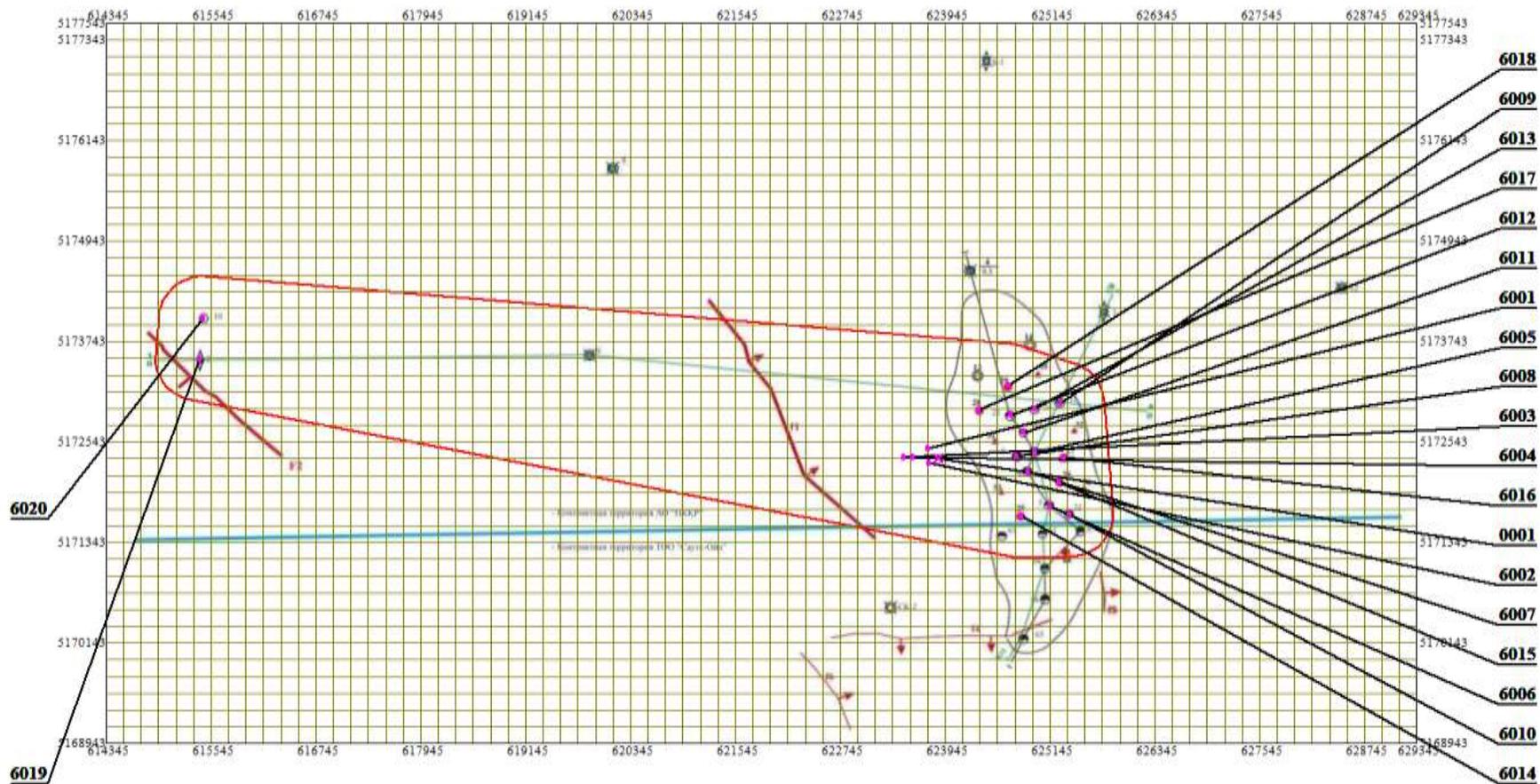


Рисунок 6.4 - Схема расположения источников выбросов по рекомендуемому II варианту 2025 год. АО «ППКР» (Северная часть м/р Бухарсай)

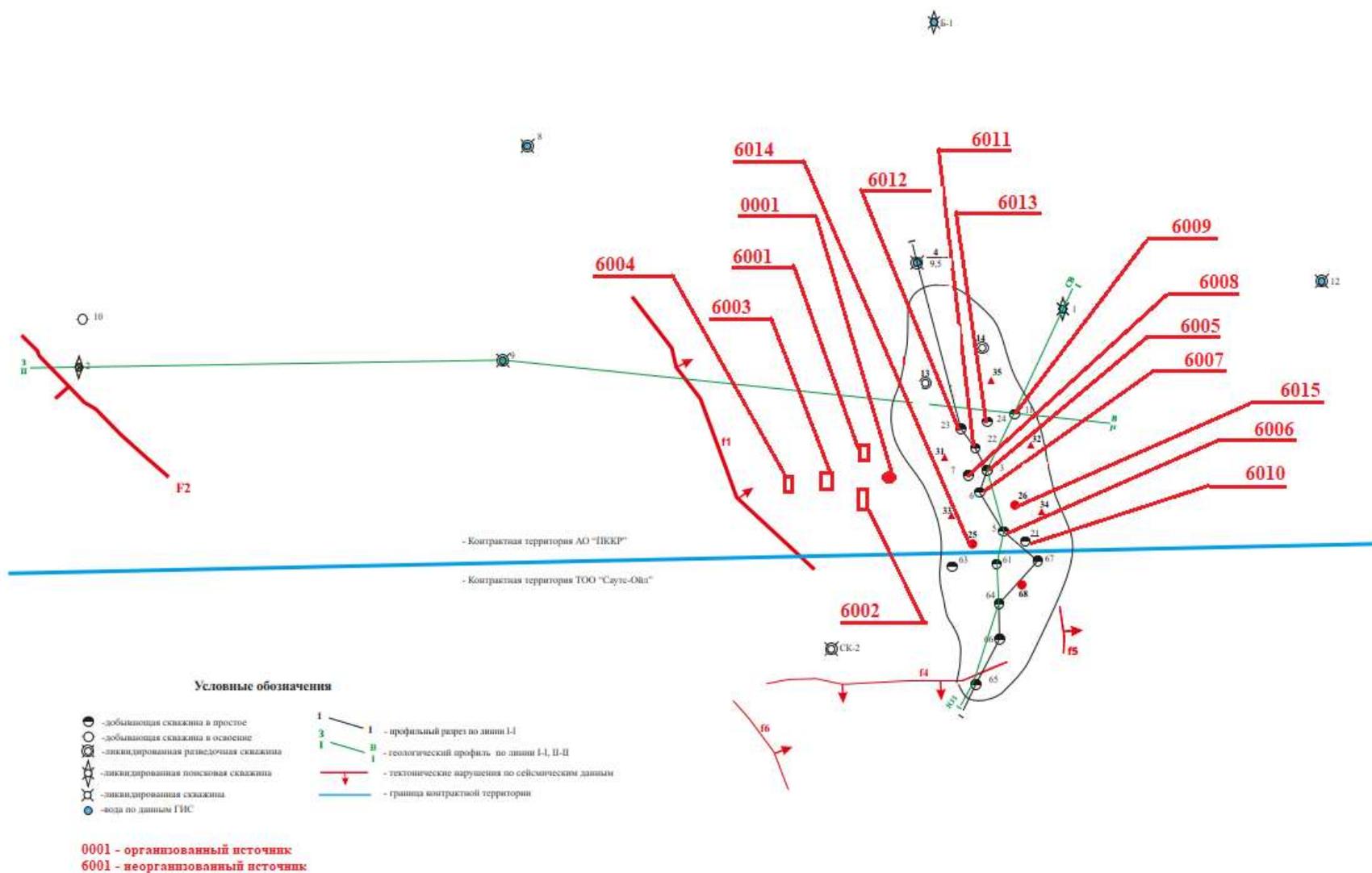


Рисунок 6.5 - Схема расположения источников выбросов по III варианту 2023 год. АО «ППКР» (Северная часть м/р Бухарсай)

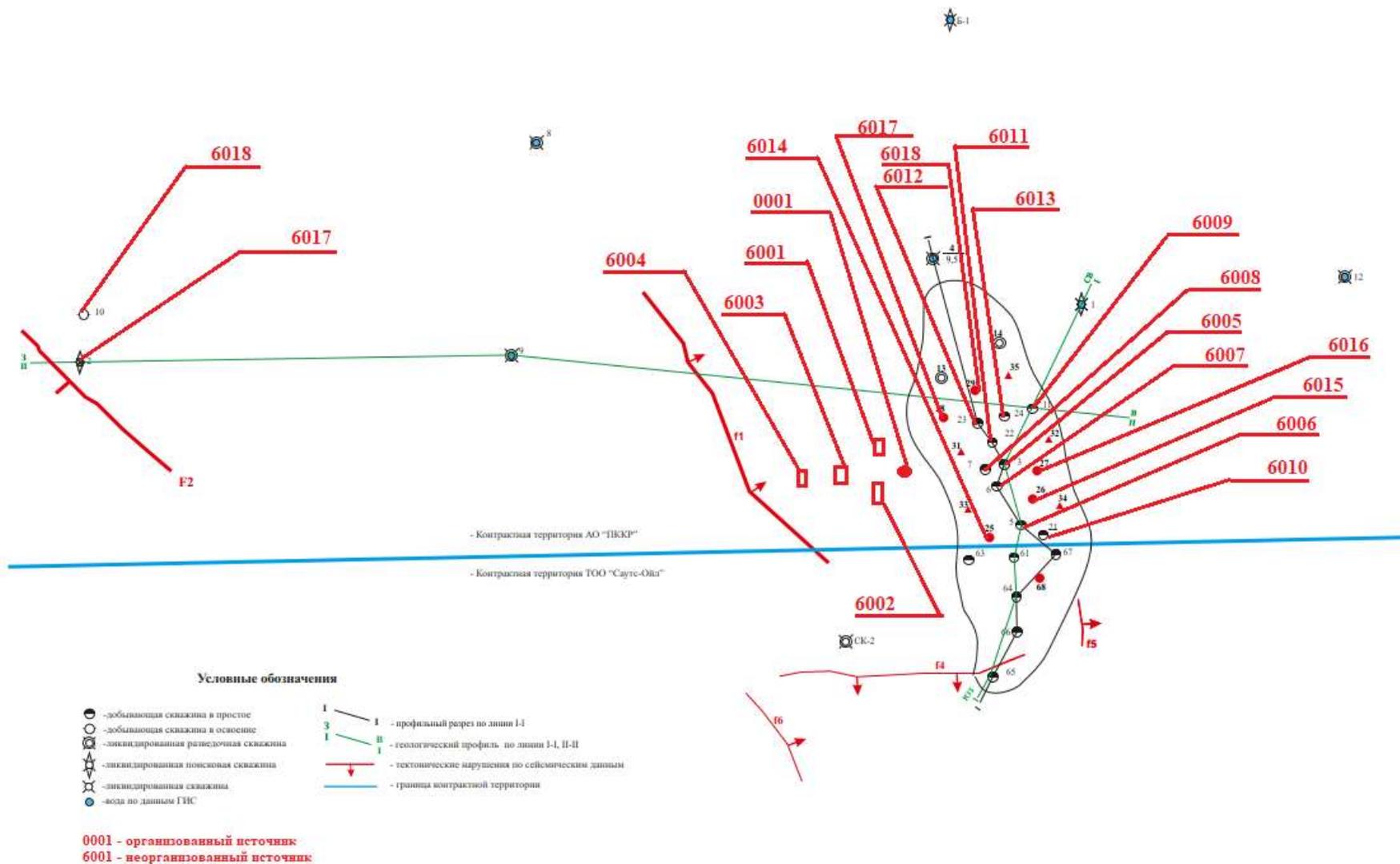


Рисунок 6.6 - Схема расположения источников выбросов по III варианту 2025 год. АО «ППКР» (Северная часть м/р Бухарсай)

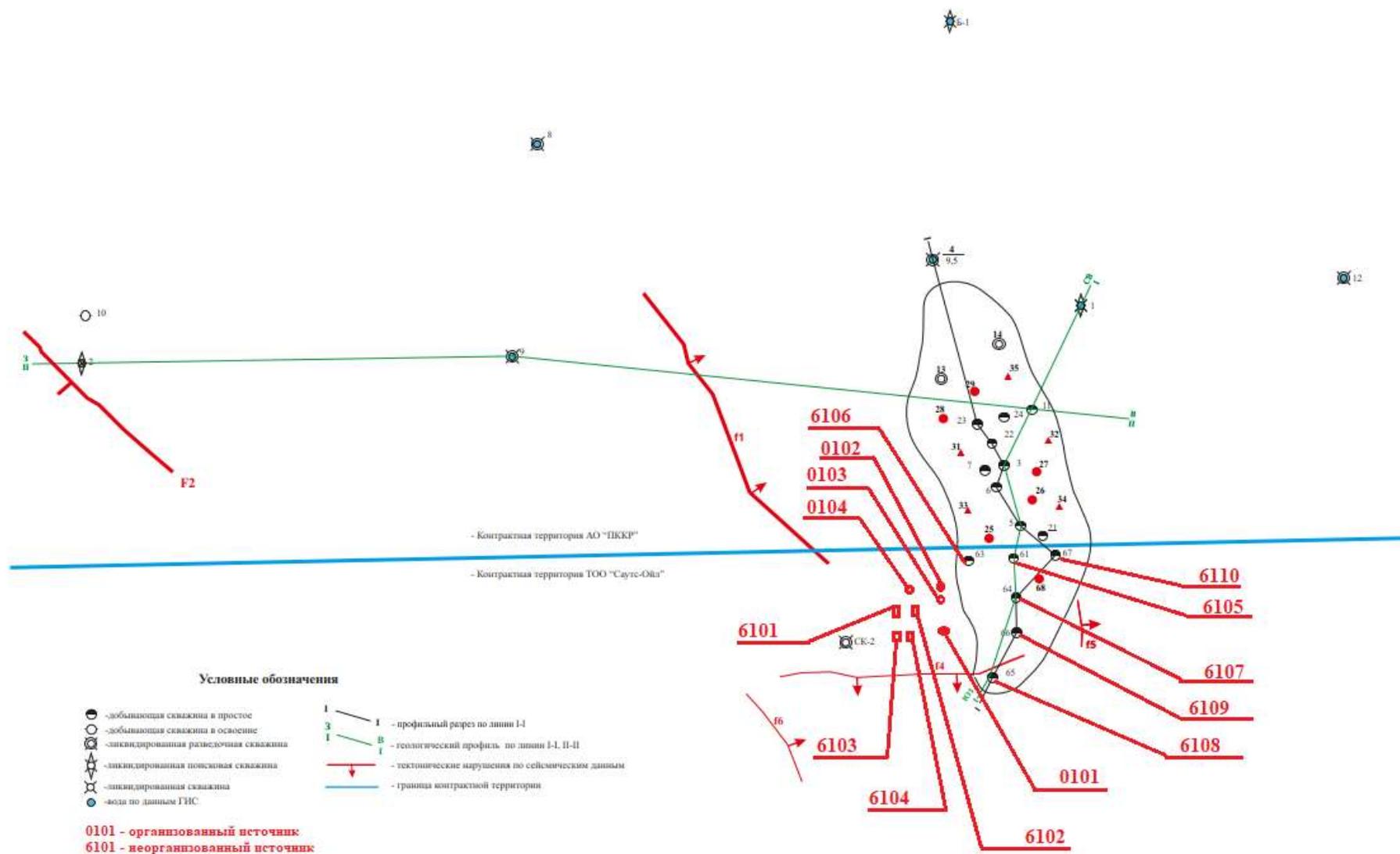


Рисунок 6.7 - Схема расположения источников выбросов по I варианту 2023 год. ТОО «Саутс Ойл» (Южная часть м/р Бухарсай)

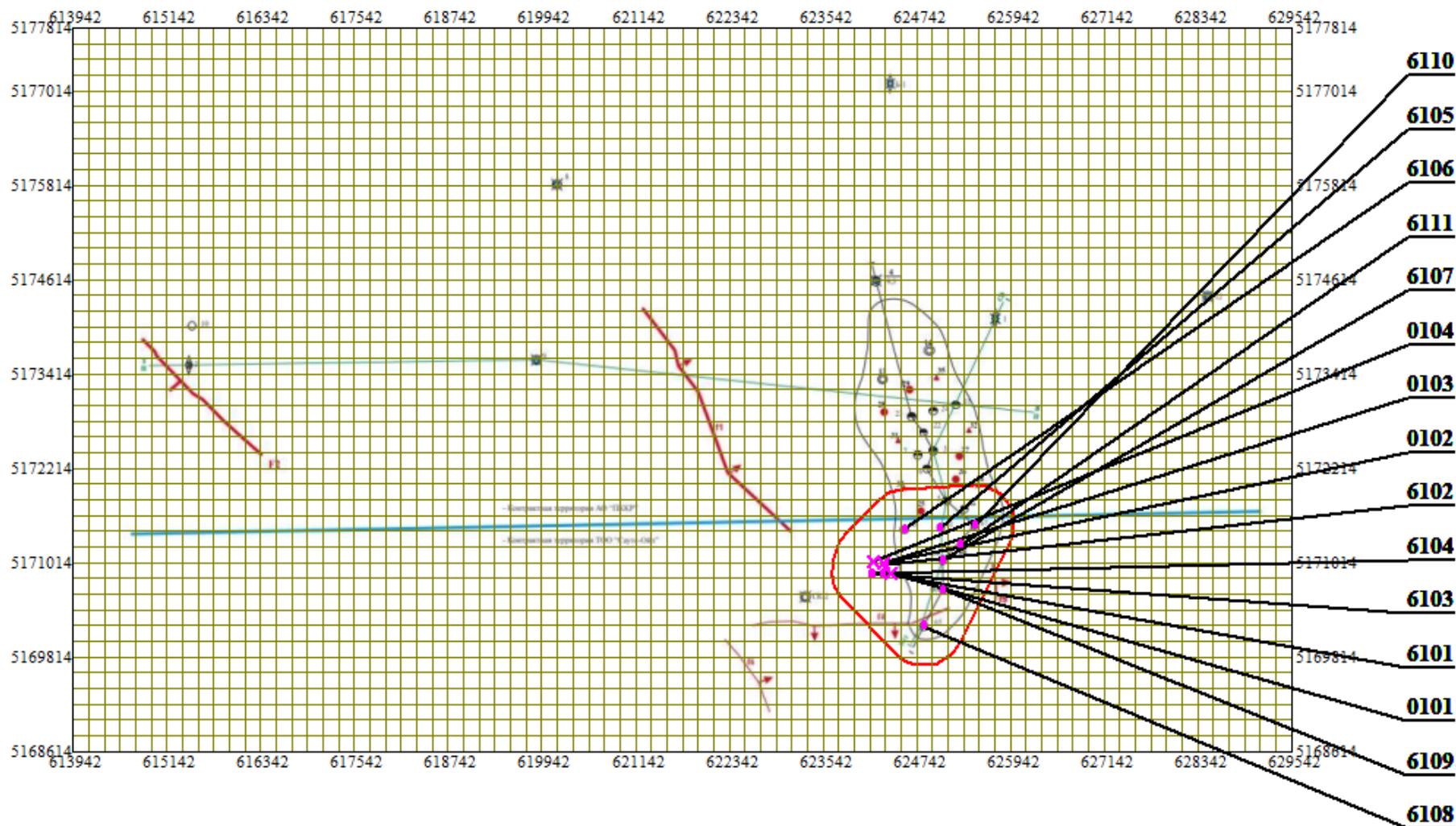


Рисунок 6.8 - Схема расположения источников выбросов по рекомендуемому II варианту 2023 год. ТОО «Саутс Ойл» (Южная часть м/р Бухарсай)

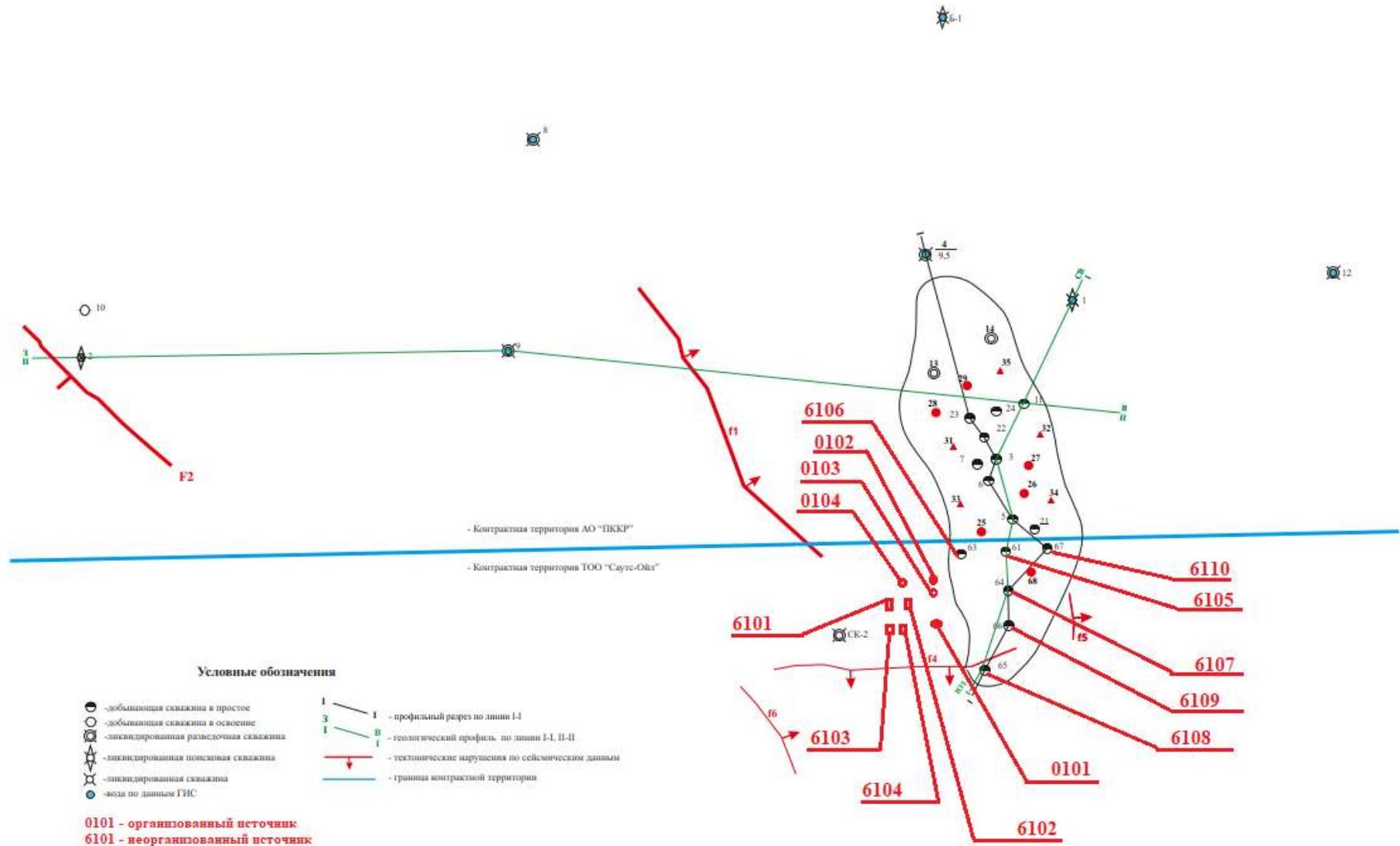


Рисунок 6.9 - Схема расположения источников выбросов по III варианту 2023 год. TOO «Саутс Ойл» (Южная часть м/р Бухарсай)

При бурении скважин

Для характеристики основных источников выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин глубиной 1500 м в период разработки месторождения Бухарсай использовались данные проектов-аналогов (АО «ПККР»: проект ОВОС к «Дополнению группового технического проекта на строительство разведочно-эксплуатационных скважин проектной глубиной 1700м (± 250) на контрактной территории 1928 (участков входящих в эту территорию) (Заключение №: KZ58VCZ00622184, дата выдачи: 07.07.2020) и (ТОО «Саутс Ойл»: проект ОВОС к «Групповому техническому проекту на строительство разведочных скважин на контрактной территории №662 с проектной глубиной 1500 (+250) м, 2000 (+250) м Кызылординская область, Республика Казахстан» (Заключение №: KZ84VCZ01139308, дата выдачи: 07.07.2021). Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин являются:

АО «ПККР»:

При строительстве скважин глубиной 1700 (± 250)м, основными источниками загрязнения природной среды являются:

➤ На период строительно-подготовительных работ

- Дизельгенератор (пер.стр.);
- Экскаватор (рытье траншей);
- Бульдозер (обваловка буровой площадки);
- Разгрузка пылящих материалов;
- Сварочный пост.

➤ На период бурение и крепление скважины

- ДЭС 350 кВт;

На буровой площадке (буровые установки ZJ-30):

- Дизельгенератор TAD 1242 GEN - 398 кВт;
- Дизельгенератор CAT 3406 N343 кВт;
- Дизельный двигатель PZ12V190B. N375 кВт;
- Дизельгенератор TAD 1242 GEN-398 кВт;
- ЦА-320М (ЯМЗ-238);
- СМН-20 (ЯМЗ-238);
- Резервуар для хранения дизтоплива;
- Резервуар для тех.масло;
- Узел приготовления цементного раствора;
- Емкость бурового раствора;
- Насос для бурового раствора;

- Буровой насос;
- Шламосборник;
- Дегазатор;
- Газосварка (мастерская);
- Электросварка (мастерская);
- Ремонтно-механическая мастерская;
- Ремонтно-механическая мастерская.

➤ **Этап испытаний:**

- Факела;
- Подъемник А-80 (ЯМЗ-238)-158 кВт;
- Дизельгенератор 100 кВт -освещение;
- Печь подогрева АГРО;
- Емкость для дизтоплива;
- Резервуар для тех.масло;
- Резервуар для нефти, наливная эстакада;
- Насос для нефти.

➤ **Этап интенсификации притока нефти (СКО):**

- Дизельный двигатель САТ насосного агрегата мощн.850 л.с.с. (2 ед);
- Кислотный агрегат АН-400;
- Емкость для соляной кислоты.

Ориентировочное количество источников при *строительно-монтажных работ* составят 5 источников, из которых 1 является организованным, 4 – неорганизованными.

Ориентировочное количество источников при *бурении* составят 19 источников, из которых 9 являются организованными, 10 – неорганизованными.

Ориентировочное количество источников при *испытании* составят 8 источников, из которых 7 являются организованными, 1 – неорганизованным.

Ориентировочное количество источников при *интенсификации притока нефти (СКО)* составят 3 источника, которые являются организованными.

ТОО «Саутс Ойл»:

При строительстве скважин глубиной 1500(±250)м, основными источниками загрязнения природной среды являются:

➤ **На период строительно-подготовительных работ**

- Дизельгенератор;
- Экскаватор (рытье траншей);

- Бульдозер (обваловка буровой площадки);
- Разгрузка пылящих материалов;
- Сварочный пост.
- **Источниками выделения (ИВ) загрязняющих веществ в атмосферу в вахтовом поселке:**
 - ДЭС 150 кВт;
 - Резервуар для хранения дизтоплива;
- **На буровой площадке (буровые установки МБУ-125)**
 - Дизельгенератор CAT3406C DITA (2 комплекта);
 - Дизельный двигатель CAT3508 (2 комплекта);
 - Дополнительная элек.станция VOLVO;
 - Дизельгенератор АСД100;
 - Двигатель ЯМЗ-236 (подъемник);
 - Паровой котел;
 - ЦА-320М (ЯМЗ-236);
 - СМН-20 (ЯМЗ-236);
 - Резервуар для хранения дизтоплива;
 - Резервуар для тех.масло;
 - Узел приготовления цементного раствора;
 - Емкость бурового раствора;
 - Шламосборник;
 - Дегазатор;
 - Газосварка;
 - Электросварка;
 - Ремонтно-механическая мастерская.

Ориентировочное количество источников при строительно-монтажных работ, а также при бурении составят 25 источников, из которых 13 являются организованными, 12 – неорганизованными.

В период обустройства проектных скважин

Для характеристики основных источников выбросов загрязняющих веществ в период обустройства проектных скважин использовались данные проектов-аналогов (Проект ОВОС к «Система сборанефти на месторождении Бухарсай. Выкидная линия от скважины №23»

Ориентировочное количество источников при строительном-монтажных работ в период обустройства проектных скважин являются 11 источников загрязнения атмосферы, 2 из которых являются организованными. Организованными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются сварочный автономный генератор и битумоварка. Неорганизованными источниками являются электросварочный аппарат, покрасочные работы, снятие почвенно-плодородного слоя, экскаватор (выемочно-погрузочные работы), пропитка бетонных и ж/б конструкций битумом, отсыпка оснований рабочих площадок щебнем и ПГС, бетоносмесительный агрегат, рекультивация участка строительства.

Возможные источники воздействия на окружающую среду будут временными и займут непродолжительное время, и в данном случае не нормируется. Загрязнения воздуха при строительстве может быть от выхлопных выбросов строительного оборудования и пыли. Оба эти фактора будут непродолжительными. И будут иметь минимальное воздействие на людей и окружающую среду.

На объекте используется спецтехника, выбросы, от которых носят временный характер и влияние их на окружающую среду минимально.

6.2 Расчет выбросов загрязняющих веществ

В настоящем разделе рассмотрены периоды (года) разработки месторождения Бухарсай недропользователями: АО «ПККР» (северная часть) и ТОО «Саутс Ойл» (южная часть) по каждому из вариантов, которые характеризуются максимальными показателями добычи углеводородов.

Сравнение вариантов разработки проведено по ориентировочному количеству и перечню загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на месторождении Бухарсай, по каждому из вариантов разработки:

- от фонда добывающих скважин и от дополнительного технологического оборудования. Результаты расчетов по АО «ПККР» приведены в таблице 6.2.1, по ТОО «Саутс Ойл» приведены в таблице 6.2.2.
- при строительстве скважин. Выбросы приняты по проекту-аналогу и представлены в таблицах 6.2.3-6.2.8.

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в «Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух» и в Индивидуальном техническом проекте на строительство скважины.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- техническими характеристиками применяемого оборудования;
- «Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов» от 29 июля 2011 года № 196-п;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Таблица 6.2.1 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по годам каждого из вариантов. АО «ПКР»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
I вариант (2023 г. - максимальная добыча нефти)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,475000	8,220000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,077200	1,335000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,100600	1,738000
0410	Метан (727*)			50		0,100600	1,738000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,121790	2,484947
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,048774	0,998393
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000528	0,010735
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,000166	0,003374
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000332	0,006749
	В С Е Г О :					0,92499	16,53520
I вариант (2025 г. - максимальная добыча газа и максимальный фонд скважин)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,475000	8,220000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,077200	1,335000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,100600	1,738000
0410	Метан (727*)			50		0,100600	1,738000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,136070	2,935953
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,054054	1,165365
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000597	0,012916
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,000188	0,004060
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000375	0,008120
	В С Е Г О :					0,94468	17,15741

II рекомендуемый вариант (2023 г. - максимальная добыча нефти)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,475000	8,220000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,077200	1,335000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,100600	1,738000
0410	Метан (727*)			50		0,100600	1,738000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,082370	1,470459
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,034188	0,661317
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000337	0,005193
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,000106	0,001633
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000212	0,003265
	ВСЕГО:					0,87061	15,17287
II рекомендуемый вариант (2025 г. - максимальная добыча газа и максимальный фонд скважин)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,475000	8,220000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,077200	1,335000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,100600	1,738000
0410	Метан (727*)			50		0,100600	1,738000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,088100	1,652568
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,036306	0,728655
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000365	0,006073
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,000115	0,001910
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000229	0,003818
	ВСЕГО:					0,87852	15,42402
III вариант (2023 г. - максимальная добыча нефти)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,475000	8,220000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,077200	1,335000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,100600	1,738000
0410	Метан (727*)			50		0,100600	1,738000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,078550	1,349053
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,032776	0,616425
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000319	0,004606
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,000100	0,001448
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000200	0,002896
	ВСЕГО:					0,86535	15,00543
III вариант (2025 г. - максимальная добыча газа и максимальный фонд скважин)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,475000	8,220000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,077200	1,335000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,100600	1,738000
0410	Метан (727*)			50		0,100600	1,738000
0415	Смесь углеводородов			50		0,084280	1,531162

	предельных С1-С5 (1502*)						
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30		0,034894	0,683763
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000347	0,005487
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,000109	0,001725
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000218	0,003449
	В С Е Г О :					0,87325	15,25659

Таблица 6.2.2 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по годам каждого из вариантов. ТОО «Саутс Ойл»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
I вариант (2023 г. - максимальная добыча нефти и газа, максимальный фонд скважин)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,653733	18,390720
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,106247	2,989492
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,025556	0,634420
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,061333	1,586050
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,422289	11,567460
0410	Метан (727*)			50		0,105400	3,320000
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50		0,047030	0,735818
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30		0,017406	0,272224
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000227	0,003557
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,000071	0,001118
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000143	0,002236
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,000001	0,000017
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0,5		3	0,093500	0,000001
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,006133	0,158605
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,148222	3,806520
	В С Е Г О :					1,68729	43,46824
II рекомендуемый вариант (2023 г. - максимальная добыча нефти и газа, максимальный фонд скважин)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,653733	18,390720
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,106247	2,989492
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,025556	0,634420
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,061333	1,586050
0337	Углерод оксид (Окись	5	3		4	0,422289	11,567460

	углерода, Угарный газ) (584)						
0410	Метан (727*)			50		0,105400	3,320000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,048940	0,796521
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,018112	0,294670
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000237	0,003850
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,000074	0,001210
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000149	0,002421
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,000001	0,000017
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0,5		3	0,093500	0,000001
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,006133	0,158605
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,148222	3,806520
	ВСЕГО:					1,68993	43,55196
III вариант (2023 г. - максимальная добыча нефти и газа, максимальный фонд скважин)							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,653733	18,390720
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,106247	2,989492
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,025556	0,634420
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,061333	1,586050
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,422289	11,567460
0410	Метан (727*)			50		0,105400	3,320000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,047030	0,735818
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,017406	0,272224
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000227	0,003557
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,000071	0,001118
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000143	0,002236
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,000001	0,000017
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0,5		3	0,093500	0,000001
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,006133	0,158605
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,148222	3,806520
	ВСЕГО:					1,68729	43,46824

При строительстве скважин***АО «ПКР» (северная часть):***

Для характеристики ориентировочных выбросов в период разработки северной части месторождения Бухарсай использовались данные проекта-аналога (*проект ОВОС к «Дополнению группового технического проекта на строительство разведочно-эксплуатационных скважин проектной глубиной 1700м (± 250) на контрактной территории 1928 (участков входящих в эту территорию)*) (Заключение №: KZ58VCZ00622184, дата выдачи: 07.07.2020), которые представлены в таблице 6.2.3:

- I вариант – не предусматривает бурение;
- II вариант – предусматривает бурение в количестве 10 скважин в период с 2022 по 2024 гг. глубиной 1700 (± 250) м;
- III вариант – предусматривает бурение в количестве 8 скважин в период с 2022 по 2024 гг. глубиной 1700 (± 250) м;
- А также настоящим проектом для дальнейшей доразведки месторождения в связи низкой изученности месторождения в настоящем отчете рекомендуется бурение *двух оценочных скважин № 13 и № 14*, проектной глубиной 1700 (± 250) м на контрактной территории АО «ПККР» в северной части месторождения Бухарсай;
- По рекомендуемому к реализации II варианту разработки, для поддержания пластового давления предусматривается бурение нагнетательных 5 (№№ 31, 32, 33, 34, 35) скважин.

Для характеристики ориентировочных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период бурения 2 оценочных (№ 13 и № 14) были взяты данные с проекта аналога, которые представлены в таблице 6.2.4.

ТОО «Саутс Ойл» (южная часть):

Для характеристики ориентировочных выбросов:

- I вариант – не предусматривает бурение;
- II вариант – предусматривает бурение в количестве 1 добывающей скважины в 2022 г. глубиной 1500 (± 250) м;
- III вариант - предусматривает бурение нагнетательных скважин в количестве 1 ед. в 2022 г. глубиной 1500 (± 250) м.

В период разработки южной части месторождения Бухарсай использовались данные проекта-аналога (*ТОО «Саутс Ойл»: проект ОВОС к «Групповому техническому проекту на строительство разведочных скважин на контрактной территории №662 с проектной глубиной 1500 (+250) м, 2000 (+250) м Кызылординская область, Республика Казахстан»*) (Заключение №: KZ84VCZ01139308, дата выдачи: 07.07.2021), которые представлены в таблице 6.2.5.

Таблица 6.2.3 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ при реализации II и III вариантов, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 8 и 10 скважин глубиной 1700 (±250) м, с указанием класса опасности. АО «ПКРР»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм. р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выбросы ЗВ от 1 скв. по проекту аналогу		Выбросы ЗВ от 10 скважин II вариант		Выбросы ЗВ от 8 скважин III вариант	
						Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,003266	0,001818	0,032660	0,018180	0,026128	0,014544
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,000281	0,000156	0,002811	0,001564	0,002249	0,001251
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	2,528194	19,651606	25,281940	196,516057	20,225552	157,212845
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	3,247834	24,822385	32,478336	248,223848	25,982668	198,579078
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,2	0,1		2	0,000018	0,000011	0,000180	0,000111	0,000144	0,000089
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,424714	3,389830	4,247142	33,898304	3,397713	27,118644
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,831740	6,353000	8,317400	63,530000	6,653920	50,824000
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,000247	0,000387	0,002472	0,003872	0,001978	0,003098
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	2,184046	18,207766	21,840457	182,077664	17,472366	145,662131
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,000229	0,000128	0,002292	0,001276	0,001834	0,001021
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2	0,001008	0,000561	0,010080	0,005610	0,008064	0,004488
0410	Метан (727*)			50		0,014259	0,240408	0,142585	2,404076	0,114068	1,923261
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,285355	0,459231	2,853549	4,592313	2,282839	3,673850

0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30		0,183069	0,259240	1,830690	2,592396	1,464552	2,073917
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,001379	0,002216	0,013787	0,022161	0,011030	0,017729
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,000433	0,000697	0,004331	0,006966	0,003464	0,005573
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,000866	0,001393	0,008661	0,013931	0,006929	0,011145
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,099800	0,762646	0,998000	7,626460	0,798400	6,101168
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,099800	0,762646	0,998000	7,626460	0,798400	6,101168
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,000217	0,000146	0,002166	0,001460	0,001733	0,001168
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	1,001909	7,628977	10,019090	76,289772	8,015272	61,031818
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,003420	0,001231	0,034200	0,012312	0,027360	0,009850
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3	0,108732	0,009419	1,087319	0,094190	0,869855	0,075352
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,4		0,002200	0,000792	0,022000	0,007920	0,017600	0,006336
	ВСЕГО:					11,02301	82,55669	110,23015	825,56690	88,18412	660,45352

Таблица 6.2.4 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 2 оценочных скважин. АО «ПКР»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р, мг/м ³	ПДК с.с., мг/м ³	ОБУ В, мг/м ³	Класс опасности	Выбросы ЗВ при строительстве 2 оценочных скважин	
						Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,006532	0,003636
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,000562	0,000313
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	5,056388	39,303211
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	6,495667	49,644770
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,2	0,1		2	0,000036	0,000022
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,849428	6,779661
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	1,663480	12,706000
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,000494	0,000774
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	4,368091	36,415533
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,000458	0,000255
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2	0,002016	0,001122
0410	Метан (727*)			50		0,028517	0,480815
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,570710	0,918463
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,366138	0,518479
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,002757	0,004432
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3	0,000866	0,001393
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,001732	0,002786
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,199600	1,525292
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,199600	1,525292
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,000433	0,000292
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2,003818	15,257954
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,006840	0,002462

2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1	3	0,217464	0,018838
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,4	0,004400	0,001584
	ВСЕГО:				22,04603	165,11338

Таблица 6.2.5 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ при реализации II и III вариантов, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 1 скважин глубиной 1500 (±250) м, с указанием класса опасности. ТОО «Саутс Ойл»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм. р, мг/м ³	ПДК с.с., мг/м ³	ОБ УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выбросы ЗВ от 1 скв. по проекту аналогу II (рекомендуемый) и III варианты	
						Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,003565	0,001705
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,000307	0,000147
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	1,847280	5,724299
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	2,342781	7,362590
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,303649	0,948600
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,701570	2,031700
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,000007	0,000005
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	1,744653	5,061971
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,000250	0,000120
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2	0,001100	0,000526
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,091800	0,180520
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акральдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,071830	0,226190
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,071830	0,226190
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,000108	0,000073
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,720906	2,263519
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,003420	0,001231
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3	0,048631	0,002326
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,4		0,002200	0,000792
	ВСЕГО:					7,95589	24,03250

В период обустройства проектных скважин

Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при обустройстве 1 скважины и 2 (оценочные), 8, 10 скважин согласно по II и III вариантам разработки месторождения Бухарсай (северной части) территориально АО «ПККР» представлены в таблице 6.2.6 согласно проекта-аналога (*Проект ОВОС к «Система сборанефти на месторождении Бухарсай. Выкидная линия от скважины №23.*

Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при обустройстве 1 скважины и 8 и 10 скважин согласно по II и III вариантам разработки месторождения Бухарсай (южной части) территориально АО «САУТС ОЙЛ» представлены в таблице 6.2.7 согласно проекта-аналога (*Проект ОВОС к «Система сборанефти на месторождении Бухарсай. Выкидная линия от скважины №23.*

Таблица 6.2.6 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при обустройстве 1 скважины и 8, 10 скважин согласно по II и III вариантам разработки месторождения Бухарсай (северной части) территориально АО «ПКР» и 2 оценочных скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р, мг/м ³	ПДКс. с., мг/м ³	О Б У В, мг/м ³	Кл асс опа сности	Выбросы ЗВ на 1 скважину		на 10 скважин II рекомендуемый вариант		на 8 скважин III вариант		2 оценочных скважин	
						Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,000297	0,000535	0,002970	0,005350	0,002376	0,004280	0,000594	0,001070
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,000026	0,000046	0,000256	0,000460	0,000204	0,000368	0,000051	0,000092
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,002606	0,003220	0,026063	0,032200	0,020850	0,025760	0,005213	0,006440
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,003077	0,003936	0,030774	0,039358	0,024619	0,031486	0,006155	0,007872
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,000389	0,000500	0,003890	0,005000	0,003112	0,004000	0,000778	0,001000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,001688	0,001590	0,016880	0,015900	0,013504	0,012720	0,003376	0,003180
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,002334	0,003179	0,023344	0,031789	0,018675	0,025431	0,004669	0,006358
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,000021	0,000038	0,000208	0,000375	0,000167	0,000300	0,000042	0,000075
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2	0,000092	0,000165	0,000917	0,001650	0,000734	0,001320	0,000183	0,000330
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3	0,062500	0,010366	0,625000	0,103660	0,500000	0,082928	0,125000	0,020732
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,000093	0,000120	0,000933	0,001200	0,000746	0,000960	0,000187	0,000240
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,000093	0,000120	0,000933	0,001200	0,000746	0,000960	0,000187	0,000240
2752	Уайт-спирит (1294*)			1		0,037300	0,004934	0,373000	0,049340	0,298400	0,039472	0,074600	0,009868
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в	1			4	0,013703	0,051700	0,137030	0,517000	0,109624	0,413600	0,027406	0,103400

	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)												
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,022900	0,004410	0,229000	0,044100	0,183200	0,035280	0,045800	0,008820
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)		0,002		2	0,000032	0,000021	0,000320	0,000210	0,000256	0,000168	0,000064	0,000042
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния более 70% (493)	0,15	0,05		3	0,000448	0,000498	0,004480	0,004980	0,003584	0,003984	0,000896	0,000996
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3	0,045783	0,105099	0,457833	1,050986	0,366266	0,840789	0,091567	0,210197
В С Е Г О :						0,19338	0,19048	1,93383	1,90476	1,54706	1,52381	0,38677	0,38095

Таблица 6.2.7 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при обустройстве 1 скважины согласно II и III вариантов разработки месторождения Бухарсай (южной части) территориально ТОО «Саутс Ойл»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р, мг/м ³	ПДК с.с., мг/м ³	ОБ УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выбросы ЗВ на 1 скважину II (рекомендуемый) и III варианты	
						Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,000297	0,000535
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,000026	0,000046
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,002606	0,003220
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,003077	0,003936
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,000389	0,000500
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,001688	0,001590
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,002334	0,003179
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,000021	0,000038

0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2	0,000092	0,000165
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3	0,062500	0,010366
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,000093	0,000120
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,000093	0,000120
2752	Уайт-спирит (1294*)			1		0,037300	0,004934
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0,013703	0,051700
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,022900	0,004410
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)		0,002		2	0,000032	0,000021
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния более 70% (493)	0,15	0,05		3	0,000448	0,000498
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3	0,045783	0,105099
	ВСЕГО :					0,19338	0,19048

6.3 Возможные залповые и аварийные выбросы

Залповые выбросы в атмосферу являются специфической частью технологического процесса и происходят при проведении ремонтных работ, во время опорожнения и продувке технологических аппаратов.

Под аварийными выбросами понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действием человека или технических средств.

Аварийные выбросы возможны при нарушении герметичности трубопроводов. В составе выбросов будут присутствовать: углеводороды.

6.4 Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями "Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий". стана 2008 г.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v2.5, разработчик фирма «Логос-Плюс» г. Новосибирск.

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ, проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

Проведенные расчеты в программном комплексе ЭРА позволяют получить следующие данные:

- уровни концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- расчёт приземных концентраций.

В связи с тем, что на месторождении Бухарсай отсутствуют метеостанции «Казгидромет», при моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере учтены фоновые концентрации, установленные по данным мониторинговых исследований, согласно мониторинговых отчетов каждого недропользователя отдельно.

АО «ПККР»:

Согласно мониторинговым данным «Отчета по результатам производственного экологического мониторинга на месторождении Карагандинский блок (контрактная территория 1928) АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» за I квартал 2021 г.» ТОО «Цитрин» средние значения:

- сажи – 0,0266 мг/м³;
- оксида азота – 0,00385 мг/м³;
- диоксида азота – 0,025225 мг/м³;
- диоксида серы – 0,007475 мг/м³;
- алканы C12-C19 – 0,03025 мг/м³.

ТОО «Саутс Ойл»:

Согласно мониторинговым данным «Отчета по результатам производственного экологического контроля на месторождениях Кенлык, Восточный Акшабулак, Юго-Западный Карабулак, Есжан, Актау ТОО «САУТС-ОЙЛ» за I квартал 2021 года, ТОО «Цитрин» средние значения:

- оксида азота – 0,0056 мг/м³;
- диоксида азота – 0,03725 мг/м³;
- сероводород – 0,00135 мг/м³;
- сажи – 0,042275 мг/м³;
- диоксида серы – 0,00521 мг/м³;
- углеводороды C₁-C₅ – 0,049775 мг/м³;
- толуол – 0,034325 мг/м³;
- ксилол – 0,006925 мг/м³;
- бензол – 0,03385 мг/м³.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат и учетом существующего оборудования, принятого по проекту ПДВ.

АО «ПККР»:

Расчет рассеивания проводился для рекомендуемого 2 варианта разработки месторождения на 2025 год, который характеризуется максимальными суммарными выбросами в атмосферу за период разработки месторождения.

Результаты расчета рассеивания в виде карт-изолиний представлены в Приложении 4.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на расстоянии 500 метров от крайних источников выбросов были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код вещества	Наименование загрязняющего вещества	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0301	Азот диоксид	0,8139	0,1874
0304	Азот оксид	0,0655	0,0146
0337	Углерод оксид	-Min-	
0410	Метан	-Min-	
0415	Углеводороды С1-С5	0,0073	0,0001
0416	Углеводороды С6-С10	-Min-	
0602	Бензол	-Min-	
0616	Диметилбензол	-Min-	
0621	Метилбензол	-Min-	

ТОО «Саутс Ойл»:

Расчет рассеивания проводился для рекомендуемого 2 варианта разработки месторождения на 2022 год, который характеризуется максимальными суммарными выбросами в атмосферу за период разработки месторождения.

Результаты расчета рассеивания в виде карт-изолиний представлены в Приложении 4.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на расстоянии 500 метров от крайних источников выбросов были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 6.4.1.

Таблица 6.4.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код	Наименование загрязняющего	Максимальное	Концентрация на
-----	----------------------------	--------------	-----------------

вещества	вещества	значение концентрации, доли ПДК	границе СЗЗ, доли ПДК
0301	Азот диоксид	6,8126	0,9721
0304	Азот оксид	0,5529	0,0783
0328	Углерод (Сажа)	1,5158	0,2471
0330	Сера диоксид	0,4323	0,0620
0337	Углерод оксид	0,2157	0,0258
0410	Метан	-Min-	
0415	Углеводороды C1-C5	0,0042	0,0002
0416	Углеводороды C6-C10	-Min-	
0602	Бензол	0,0033	0,0001
0616	Диметилбензол	-Min-	
0621	Метилбензол	-Min-	
0703	Бенз/а/пирен	0,4818	0,0251
1052	Метанол	0,6918	0,0563
1325	Формальдегид	0,4174	0,0471
2754	Алканы C12-C19	0,5346	0,0871
_31	0301 + 0330	7,2449	1,0342

При проведении расчетов рассеивания вредных веществ в приземном слое атмосферы, размер санитарно-защитной зоны был принят 500 метров согласно (согласно санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»).

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений по разработки месторождения превышения ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на расстоянии 500 м от крайних источников выбросов не наблюдается, следовательно, и на границе санитарно-защитной зоны месторождения концентрации загрязняющих веществ будут находиться в пределах допустимых значений.

6.5 Организация контроля за выбросами

Контроль за соблюдением установленных величин ПДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97 и РНД 211.3.01.06-97.

Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на администрацию предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль выбросов осуществляется лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости, дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами: областным Департаментом экологии, Управление охраны общественного здоровья г. Актау.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ может проводиться на специально оборудованных точках контроля, на источниках выбросов и контрольных точках.

План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов составляется экологическими службами предприятия.

6.6 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий.

Плановые мероприятия влияют на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилые территории. Проектируемое предприятие находится на значительном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Технологические мероприятия предусматривают применение новейшего технологического оборудования, прогрессивных технологий производства, в том числе:

- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- автоматизация и дистанционный контроль.
- проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования.
- размещение вредных и взрывопожароопасных процессов в отдельных помещениях и на открытых площадках.

6.7 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проектируемых работах могут быть:

- штиль,
- температурная инверсия.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Казгидромета о возможном опасном росте в воздухе концентраций примесей вредных химических веществ из-за формирования неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Исходя из специфики работ, в период НМУ предусмотрены три режима работы:

Первый – носит организационно-технический характер и не приводит к снижению производительности.

Второй – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 20–40 % за счет сокращения производительности производства:

- усиление контроля за всеми технологическими процессами;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.
- сокращение объемов погрузочно-разгрузочных работ.

Третий – предусматривает сокращение выбросов вредных веществ на 50 % и более:

- ограничение на 50 % работ, связанных с перемещением грунта на площадке, остановка работы автотранспорта и механизмов;
- прекращение погрузочно-разгрузочных работ;
- ограничение строительных работ вплоть до полной остановки.
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки сыпучего сырья, являющихся источниками загрязнения;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

6.8 Оценка воздействия на атмосферный воздух

Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух выполнена на основании проведенных предварительных расчетов выбросов загрязняющих веществ и предварительного расчета рассеивания загрязняющих веществ с учетом размера санитарно-защитной зоны месторождения.

Реализация проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Бухарсай будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ.

Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов по двум месторождениям АО «ПККР» и ТОО «Саутс Ойл» представлено в таблицах 6.8.1-6.8.3.

Таблица 6.8.1 - Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов при эксплуатации технологического оборудования и строительстве скважин. АО «ПКР»

Наименования процесса	I вариант				II вариант				III вариант			
	2023 г.		2025 г.		2023 г.		2025 г.		2023 г.		2025 г.	
	г/с	тонн	г/с	тонн	г/с	тонн	г/с	тонн	г/с	тонн	г/с	тонн
Эксплуатация технологического оборудования, т/год	0,92499	16,53520	0,94468	17,15741	0,87061	15,17287	0,87852	15,42402	0,86535	15,00543	0,87325	15,25659

Таблица 6.8.2 - Ориентировочное максимальное количество выбросов по II и III вариантам при строительстве и обустройстве скважин. АО «ПКР»

Наименования процесса	10 скважин II вариант рекомендуемый		8 скважин III вариант		2 оценочные скважины	
	г/с	тонн	г/с	тонн	г/с	тонн
Строительство скважин, тонн	11,02301	82,55669	88,18412	660,45352	22,04603	165,11338
Обустройство скважин, тонн	1,93383	1,90476	1,54706	1,52381	0,38677	0,38095

Таблица 6.8.3 - Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов при эксплуатации технологического оборудования и строительстве, обустройстве скважин. ТОО «Саутс Ойл»

Наименования процесса	I вариант		II вариант рекомендуемый		III вариант	
	2023 г.		2023 г.		2023 г.	
	г/с	тонн	г/с	тонн	г/с	тонн
Эксплуатация технологического оборудования, т/год	1,68729	43,46824	1,68993	43,55196	1,68729	43,46824
Строительство скважин, тонн			1 скважина		1 скважины	
	-	-	7,95589	24,03250	7,95589	24,03250
Обустройство скважин, тонн	-	-	0,19338	0,19048	0,19338	0,19048

Анализ таблиц 6.8.1-6.8.3 показывает, что II рекомендуемые варианты по двум недропользователям, с точки зрения технико-экономических расчетов является рентабельным, т.к. добыча нефти и газа больше, и будет сопровождаться выбросами:

- II вариант характеризуется большими выбросами на 1-2 % чем III вариант, а относительно I варианта 3-4 %.

- влияние месторождения по каждому из вариантов разработки месторождения на атмосферный воздух жилых зон не ожидается, так как согласно нормативным требованиям: в пределах санитарно-защитной зоны не допускается размещение жилых и общественных зданий.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух месторождения Бухарсай при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, но природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается *средней* (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия находится в пределах допустимых стандартов.

7 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ. ВОДОПОТРЕБЛЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ

Поверхностные воды. На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

Гидрографическую сеть региона дополняют временные водотоки пустынных пространств и сеть озер, многие из которых летом полностью пересыхают.

В пределах рассматриваемого региона насчитывается более ста озер, большинство из которых приходится на пойменную часть р. Сырдарьи. Заполняются они, обычно, разливом реки при максимальных уровнях во время весеннего ледохода, поэтому, как правило, к осени озера с малой зеркальной площадью пересыхают или сильно мелеют. Телекольская система озер и около десяти озер, расположенных вблизи Аральского моря, горькосолёные, все остальные озера - пресноводные.

Подземные воды. Описываемая территория входит в состав Тургайской системы артезианских бассейнов.

В пределах рассматриваемого района выделены следующие водоносные горизонты:

- Подземные воды спорадического распространения верхнечетвертичных аллювиальных отложений;
- Воды спорадического распространения верхнеплиоценовых отложений;
- Водоносный горизонт сенонских отложений (коньяк-кампанских);
- Водоносный горизонт туронских отложений;
- Водоносный горизонт сеноманских отложений;
- Водоносный горизонт альбских отложений.

7.1 Характеристика источников воздействия на поверхностные и подземные воды

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин, при нарушении правил обращения с отходами. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Проведение буровых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние поверхностных и подземных вод:

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами и пластовыми флюидами;
- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти загрязнение водоносных горизонтов;
- утечки горюче-смазочных веществ, случайные проливы буровых растворов;
- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

7.2 Водопотребление

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. По согласованию с районной СЭС автоцистерны будут обеззараживаться не менее одного раза в 10 дней. Качество питьевой воды будет соответствовать СанПиН 3.02.002.04 «Питьевая вода». Для технических нужд, хозяйственно-бытовых нужд и для питьевых нужд используется привозная вода, согласно заключенным договорам.

Разрешения на специальное водопользование (в соответствии с требованиями статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан) не требуется, ввиду отсутствия водозаборной скважины на месторождении Бухарсай.

Эксплуатация проектируемых объектов будет осуществляться действующим персоналом, в связи с этим вопросы водопотребления для хоз-питьевых нужд при эксплуатации в настоящем Проекте не рассматриваются.

Ориентировочный объем водопотребления на период строительства скважины на месторождении Бухарсай принят согласно проекту аналогу.

При определении баланса водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 1500 метров использовались данные проекта-аналога (*проект ОВОС к «Групповому техническому проекту на строительство разведочных скважин на контрактной территории №662 с проектной глубиной 1500 (+250) м, 2000 (+250) м Кызылординская область, Республика Казахстан»* (Заключение №: KZ84VCZ01139308, дата выдачи: 07.07.2021). Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин представлен в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 1 скважины

№	Наименование работ	Расход пресной воды на скважину (м ³) для
---	--------------------	---

пп		технических нужд	хозбытовых нужд	питьевых нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Строительство и монтаж	-	9,8	7,8	17,6
2	Подготовительные работы к бурению	129	1,88	1,5	132,38
3	Бурение и крепление	1418,14	20,6	16,5	1455,24
4	Испытание в эксплуатационной колонне	3600	54,0	43,2	3697
5	Итого:	5147,14	86,28	69	5302,22

АО «ПКР» (северная часть)

Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 8 и 10 скважин для АО «ПКР» по II и III вариантам и 2 оценочных скважин представлены в таблицах 7.2.2-7.2.3.

Таблица 7.2.2 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения по II и III вариантам при строительстве 8 и 10 скважин. АО «ПКР»

№ пп	Наименование работ	Расход пресной воды на скважину (м ³) для							
		технических нужд		хозбытовых нужд		питьевых нужд		Всего	
		10 скв. (II вар.)	8 скв. (III вар.)	10 скв. (II вар.)	8 скв. (III вар.)	10 скв. (II вар.)	8 скв. (III вар.)	10 скв. (II вар.)	8 скв. (III вар.)
1	Строительство и монтаж	-	-	98	78,4	78	62,4	176	140,8
2	Подготовительные работы к бурению	1290	1032	18,8	15,04	15	12	1323,8	1059,04
3	Бурение и крепление	14181,4	11345,12	206	164,8	165	132	14552,4	11641,92
4	Испытание в эксплуатационной колонне	36000	28800	540	432	432	345,6	36970	29576
5	Итого:	51471,4	41177,12	862,8	690,24	690	552	53022,2	42417,76

Таблица 7.2.3 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 2 оценочных скважин. АО «ПКР»

№ пп	Наименование работ	Расход пресной воды на скважину (м ³) для			
		технических нужд	хозбытовых нужд	питьевых нужд	Всего
		2 скв.	2 скв.	2 скв.	2 скв.
1	Строительство и монтаж	-	19,6	15,6	35,2
2	Подготовительные работы к бурению	258	3,76	3	264,76
3	Бурение и крепление	2836,28	41,2	33	2910,48
4	Испытание в эксплуатационной колонне	7200	108	86,4	7394
5	Итого:	10294,28	172,56	138	10604,44

Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при обустройстве 1 скважины и 8, 10 скважин согласно по II и III вариантам разработки месторождения Бухарсай (северной части) территориально АО «ПКР» и по оценочным скважинам представлены в таблицах 7.2.4-7.2.6 согласно проекта-аналога (Проект ОВОС к «Система сбора нефти на месторождении Бухарсай. Выкидная линия от скважины №23).

Таблица 7.2.4 – Баланс водопотребления и водоотведения при обустройстве 1 скважины согласно проекту-аналогу

№	Наименование работ	Расход воды на 1 скважину				
		Водопотребление, м ³		Водоотведение, м ³		
		Питьевая вода	Техническая вода	Безвозвратное потребление	Сброс в понижения рельефа местности	Сброс в изолированный септик
1	Хоз-бытовые нужды	36,0	-	-	-	36,0
2	Технические нужды	-	2,98	-	-	2,98
	Всего:	36,0	2,98	-	-	38,98

Таблица 7.2.5 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при обустройстве 10 и 8 скважин согласно II и III вариантов разработки месторождения Бухарсай (северной части) территориально АО «ПКР»

№	Наименование работ	Расход воды на 10 скважин (II вариант)					Расход воды на 8 скважин (III вариант)				
		Водопотребление, м ³		Водоотведение, м ³			Водопотребление, м ³		Водоотведение, м ³		
		Питьевая вода	Техническая вода	Безвозвратное потребление	Сброс в понижения рельефа местности	Сброс в изолированный септик	Питьевая вода	Техническая вода	Безвозвратное потребление	Сброс в понижения рельефа местности	Сброс в изолированный септик
1	Хоз-бытовые нужды	360	-	-	-	360	288	-	-	-	288
2	Технические нужды	-	29,8	-	-	29,8	-	23,84	-	-	23,84
	Всего:	360	29,8	-	-	389,8	288	23,84	-	-	311,84

Таблица 7.2.6 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при обустройстве 1 и 2 оценочных скважин на месторождения Бухарсай (северной части) территориально АО «ПКР»

№	Наименование работ	Расход воды на 2 оценочных скважин				
		Водопотребление, м ³		Водоотведение, м ³		
		Питьевая вода	Техническая вода	Безвозвратное потребление	Сброс в понижения рельефа местности	Сброс в изолированный септик
1	Хоз-бытовые нужды	72	-	-	-	72

2	Технические нужды	-	5,96	-	-	5,96
	Всего:	72	5,96	-	-	77,96

ТОО «САУТС ОЙЛ» (южная часть)

Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при строительстве 1 скважины для ТОО «САУТС-ОЙЛ» согласно II и III вариантов представлены в таблице 7.2.7.

Таблица 7.2.7 - Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения по II и III вариантам при строительстве 1 скважины. ТОО «САУТС-ОЙЛ»

№ пп	Наименование работ	Расход пресной воды на скважину (м ³) для			
		технических нужд	хозбытовых нужд	питьевых нужд	Всего
		1 скв. (II и III вар.)	1 скв. (II и III вар.)	1 скв. (II и III вар.)	1 скв. (II и III вар.)
1	Строительство и монтаж	-	9,8	7,8	17,6
2	Подготовительные работы к бурению	129	1,88	1,5	132,38
3	Бурение и крепление	1418,14	20,6	16,5	1455,24
4	Испытание в эксплуатационной колонне	3600	54	43,2	3697
5	Итого:	5147,14	86,28	69	5302,22

Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при обустройстве 1 скважины согласно II и III вариантов разработки месторождения Бухарсай (южной части) территориально ТОО «Саутс Ойл» представлены в таблицах 7.2.8 согласно проекта-аналога (Проект ОВОС к «Система сборнефти на месторождении Бухарсай. Выкидная линия от скважины №23).

Таблица 7.2.8 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при обустройстве 1 скважины согласно по годам вариантов разработки месторождения Бухарсай (южной части) территориально ТОО «Саутс Ойл»

№ п п	Наименование работ	Расход воды на 1 скважину (II (рекомендуемый) и III варианты)				
		Водопотребление, м ³		Водоотведение, м ³		
		Питьевая вода	Техническая вода	Безвозвратное потребление	Сброс в понижения рельефа местности	Сброс в изолирован ный септик
1	Хоз-бытовые нужды	36,0	-	-	-	36,0
2	Технические нужды	-	2,98	-	-	2,98
	Всего:	36,0	2,98	-	-	38,98

Вода, используемая на хозяйственные нужды и приготовление пищи в столовой должна соответствовать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к хозяйственно-питьевому водоснабжению» приказ № 209 от 16.03.2015 г. Министерства здравоохранения РК.

Хранение воды предусматривается в емкости объемом 100 м³.

7.3 Водоотведение

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (Северная часть)

На период эксплуатации дополнительного набора персонала не предусматривается, работы будут производиться существующим рабочим персоналом. В результате хозяйственной деятельности предприятия в основном формируются хозяйственно-бытовые сточные воды.

В водный объект или на рельеф местности сточные воды не сбрасываются. На месторождении Бухарсай (северная часть) отсутствуют очистные сооружения и биопруды.

Вывоз стоков из септиков на биопруды осуществляется вакуумной ассенизационной машиной с цистерной. Конечным приемником сточных вод являются биопруды, которые расположены на контррактной территории АО «ПКР» месторождении *Арыскум*.

Стоки хоз-бытового характера напорным коллектором подаются в колодезь-гаситель и оттуда самотеком в приемную камеру механической очистки на решетках. Стоки поступают в пруд анаэробной очистки, где подвергаются активному окислению органических веществ.

ТОО «Саутс Ойл» (Южная часть)

На период эксплуатации дополнительного набора персонала не предусматривается, работы будут производиться существующим рабочим персоналом. В результате хозяйственной деятельности предприятия в основном формируются хозяйственно-бытовые сточные воды.

В водный объект или на рельеф местности сточные воды не сбрасываются. На месторождении Бухарсай (южная часть) отсутствуют очистные сооружения и биопруды.

Сточные воды сбрасываются в емкость, затем по мере накопления вывозятся на очистные сооружения, согласно заключенному договору.

Ливневые воды. Система ливневой канализации на площадке буровой установки не предусматривается с учетом того, что буровой станок находится на площадке непостоянно, короткое время. Покрытие площадок предусматривается из гравийного слоя, уложенного на уплотнённый грунт. Для предотвращения подтопления ливневыми осадками и паводковыми водами, производственная площадка буровой обваловывается грунтом, высотой 0,5-0,7 м с одним выездом и въездом, расположенным вверх по уклону для предотвращения растекания загрязненного поверхностного стока с промплощадки буровой.

Ливневые воды, выпадающие на площадке буровой установки по спланированной поверхности, собираются в двух гидроизолированных приемках и используются в качестве промывочной или подпиточной жидкости.

Ливневые воды с территории буровой площадки не отводятся за ее пределы и не оказывают воздействия на окружающую среду.

Хозяйственные сточные воды. Для отвода хозяйственных сточных вод от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной, на территории полевого лагеря предусматривается система хозяйственной канализации.

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик) объемом 20 м³, из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Учет объемов сточных вод ведется по количеству рейсов и объему автоцистерны спецавтотранспорта.

Вывоз и откачку сточных производятся собственными силами. Очистка осуществляется на очистных сооружениях *м/р Кенлык*.

7.4 Мероприятия по охране подземных вод

Сокращение потенциальных источников загрязнения грунтовых вод возможно за счет выполнения ряда природоохранных мероприятий.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе бурения, проектом предусмотрен ряд мер по предотвращению негативного воздействия проектируемых работ на компоненты окружающей среды:

- изоляция флюидосодержащих горизонтов друг от друга путем перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства от земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с химическими добавками, улучшающими качество цементаци;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд – скважина;
- предусмотрен безамбарный метод бурения, при котором буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды собираются в соответствующие металлические емкости, с последующим вывозом.

- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- полная герметизация колонной головки, крестовины и всех фланцевых соединений скважины;
- обвалование технологических площадок, исключающих разлив нефтепродуктов на рельеф;
- локализация возможных проливов углеводородов, сбор и вывоз замазученного грунта;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях
- учет использования подземных вод;
- строгое соблюдение установленных лимитов на воду.

7.5 Оценка воздействия на подземные воды

Качество подземных вод изменяется под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

- геолого-гидрологические факторы естественной защищенности;
- климатические факторы питания;
- геолого-гидрологические факторы миграции ингредиентов (химический состав и физико-химические свойства природных подземных вод, наличие в воде микробов и ее состав и др.).

К техногенным факторам относятся:

- поступление загрязняющих веществ из атмосферы (выбросы от источников, испарения от накопителей жидких отходов);
- поступление загрязняющих веществ из полей фильтрации сточных вод;
- проникновение в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод;
- утечки жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин;
- межпластовые перетоки, нарушение целостности скважин и цементации затрубного пространства, нарушение герметичности сальников;
- размещение бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод

- истощение подземных вод.

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Все варианты разработки предусматривают бурение скважин на месторождении.

Проведение буровых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние подземных вод:

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами;
- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти загрязнение водоносных горизонтов;
- утечки горюче-смазочных материалов;
- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

Для предотвращения загрязнения подземных вод в процессе строительства скважин принят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность. Принятая конструкция скважины призвана исключить влияние проектируемых работ на подземные воды. Основным мероприятием по изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга является их перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства до земной поверхности – до устья. При этом применяется качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество цемента.

С целью предотвращения проникновения загрязняющих веществ в грунт в результате разлива, с последующей миграцией их в грунтовые воды, площадки скважины и технологического оборудования выполнены из уплотненного грунта, а все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязняющих веществ непосредственно на почвы и инфильтрацию стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод.

Отвод поверхностных вод предусматривается за территорию площадок с минимально требуемыми уклонами.

Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные металлические контейнеры и бочки для сбора промышленных отходов и ТБО, а также и емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

В целом, в рамках настоящего проекта при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохраных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Оценка возможного воздействия на водные ресурсы выполнена на основании проведенных предварительных расчетов.

Реализация проектных решений по вариантам разработки на месторождении Бухарсай будет сопровождаться дополнительным объемом водопотребления и водоотведения.

Ориентировочные объемы представлены в таблицах 7.5.1-7.5.2.

Таблица 7.5.1 - Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов и 2 оценочным скважинам. АО «ПКР»

Наименования процесса	строительство 10 скважин II вариант рекомендуемый		строительство 8 скважин III вариант		строительство 2 оценочных скважин	
	водопотребление	водоотведение	водопотребление	водопотребление	водопотребление	водопотребление
Строительство скважин, м ³	53022,2	53022,2	42417,76	42417,76	10604,44	10604,44
Обустройство скважин, м ³	389,8	389,8	311,84	311,84	77,96	77,96

Таблица 7.5.2 - Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов и по годам. ТОО «Саутс Ойл»

Наименования процесса	строительство 1 скважины II (рекомендуемый) и III варианты	
	водопотребление	водоотведение
Строительство скважин, м ³	5302,22	5302,22
Обустройство скважин, м ³	38,98	38,98

Анализ таблиц 7.5.1-7.5.2 показывает:

- по АО «ПККР» II рекомендуемый вариант характеризуется на 31,25 %(2025г.) - 43,75% (2023г.) большими сбросами чем I вариант, и на 12,5% (2025г.) - 25% (2023г.) большими сбросами чем III вариант;

- по ТОО «Саутс Ойл» II рекомендуемый вариант характеризуется на 14,29% (2023г.) большими сбросами чем I вариант и III варианты.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на водные ресурсы при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 8 балла, категория значимости воздействия на подземные воды разработки присваивается **низкая** (1-8). Последствия испытываются, но величина воздействия находится в пределах допустимых стандартов.

8 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ. ОТХОДЫ

8.1 Основные источники воздействия на почвенный покров

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;
- отходы производства и потребления.

8.2 Отходы

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться образованием различных видов отходов.

Временное хранение отходов, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками негативного влияния на различные компоненты окружающей среды.

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча углеводородного сырья и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- отработанный буровой раствор;
- буровой шлам;
- металлолом;

- промасленная ветошь;
- огарки электродов;
- использованная тара;
- отработанные масла;
- коммунальные отходы.

Предприятием с целью оптимизации организации сбора, удаления отходов и утилизации различных видов отходов планируется отдельный сбор этих отходов.

Все промышленные отходы на местах проведения работ хранятся в специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода. По завершению работ осуществляется вывоз отходов. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем.

При строительстве скважин, при техническом обслуживании, при проведении различных ремонтных работ оборудования в основном происходит образование: *отходов бурения, огарков сварочных электродов, промасленная ветошь, использованная тара, отработанные масла, металлолом.*

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Уровень опасности – опасные отходы АЕ₀₄₀, класс опасности – III.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Уровень опасности – опасные отходы АЕ₀₄₀, класс опасности – III.

Металлолом, огарки сварочных электродов (отработанные долота, обрезки труб) собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Уровень опасности – неопасные отходы ГА₀₉₀, класс опасности – III.

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки работающего автотранспорта и спецтехники. Состав: тряпье – 73%, масло – 12%, влага – 15%. Данный отход – пожароопасный, нерастворим в воде, химически неактивен. Уровень опасности промасленной ветоши – опасные отходы АС₀₃₀, класс опасности – IV.

Отработанные масла собираются в емкость, вывозятся специализированной организацией. Уровень опасности – опасные отходы АС₀₃₀, класс опасности – III.

Использованная тара (металлические бочки, мешки из-под химреагентов) - уровень опасности – опасные отходы AD₀₇₀, вывозятся специализированной организацией, класс опасности – IV.

Твердые бытовые отходы (коммунальные отходы) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в контейнеры и вывозятся специализированной организацией. Уровень опасности – неопасные отходы GO₀₆₀, класс опасности – IV.

Пищевые отходы (коммунальные отходы) образуются при приготовлении и приеме пищи в столовой. Уровень опасности – неопасные отходы GO₀₆₀, класс опасности – IV.

Все образованные отходы в процессе строительства скважин:

- Раздельно складироваться в специальные контейнеры;
- Отходы по мере заполнения контейнеров передаются сторонней специализированной организации или на собственный полигон;
- Передача отходов оформляется актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Нефтешлам, промасленная ветошь, ООПС раздельно собираются в специальные контейнера и емкости, передаются в стороннюю организацию.

Образующиеся в процессе эксплуатации транспортных средств и ДЭС *отработанные масла:*

- Складируются в специальные емкости;
- По мере заполнения передаются в стороннюю организацию;
- Передача отходов оформляется актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на производственных объектах *металлолом и огарки сварочных электродов:*

- Складируются в специально отделенных местах;
- По мере накопления передаются в стороннюю организацию;
- Процесс передачи отходов сопровождается оформлением накладной;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на месторождении *коммунальные и пищевых отходы:*

- Складируются в специальные контейнеры;
- Передаются по мере накопления в стороннюю организацию;
- Передача отходов оформляется актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на производственных объектах *люминесцентные лампы*:

- Складируются в специально отведенных местах;
- По мере накопления вывозятся на термомеркуризацию в стороннюю организацию;
- Процесс передачи отходов сопровождается оформлением накладной;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Все образующиеся отходы в процессе деятельности объектов **АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»** в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку или размещение на собственные полигоны, расположенные на месторождениях Кумколь и Арысдум.

На территориях производственных объектов во всех подразделениях, отходы складировать в контейнеры и емкости, временное хранение которых осуществляется на специально оборудованных площадках.

На балансе **ТОО «САУТС ОЙЛ»** имеются накопители и полигоны для захоронения и складирования отходов производства и потребления. На Участке временного хранения и переработки отходов нефтедобычи предусмотрены места для хранения добавляющих материалов. Применяемые технологии переработки отходов нефтедобычи на УВХ и ПО на месторождении Кенлык ТОО «САУТС ОЙЛ» направлены на уменьшение негативного влияния на окружающую среду и являются одними из современных наилучших доступных технологий в стране и за рубежом. Отходы, образуемые в процессе хозяйственной деятельности предприятия, временно хранятся в местах временного хранения на объектах ТОО «САУТС-ОЙЛ», в специально оборудованных местах.

Нормативы размещения отходов производства и потребления на 2022 год согласно «Проект нормативов размещения отходов производства и потребления на объектах АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на 2020-2024 гг.» (Заключение №: KZ75VCZ00538458 от 25.12.2019 г.) представлены в таблице 8.2.1.

Таблица 8.2.1 - Нормативы размещения отходов производства и потребления на 2020-2024 годы

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год*	Передача сторонним организациям, т/год***
Всего	31125,9	25828,88	2925,669
в т. ч. отходов производства	25909,23	23537,87	-
отходов потребления	5216,675	2291,007	2925,669
Янтарный уровень опасности			
перечень отходов:			
Флуоресцентные и другие ртутьсодержащие отходы	0,484	-	0,484
Батареи свинцовых аккумуляторов, целые или разломанные	1,7955	-	1,7955
Остатки от сжигания городских/бытовых отходов	201,0002	201,0002	-
Замазученный грунт	15000	15000	-
Нефтешлам	2018,173	2018,173	-
Отработанный буровой шлам ПККР	2800,058	2800,058	-
Отработанный буровой шлам (с объектов ПКВИ)	975,494	975,494	-
Отработанный БШ (буровой раствор ПККР)	3652,529	3652,529	-
Отработанный БШ (буровой раствор (с объектов ПКВИ))	1252,976	1252,976	-
Отработанные масла, не пригодные для использования	38,279	-	38,279
Антифриз отработанный	25	-	25
Отходы производства и приготовления фармацевтической продукции (медицинские отходы)	0,8847	0,8847	-
Отработанные смеси, эмульсии масла/вода, углеводороды/вода (промасленная ветошь)	2,814	2,814	-
Природный органический материал, используемый в качестве фильтрующей среды (например, в качестве биофильтра) (отработанные масляные фильтры)	2,797	-	2,797
Другие отходы и лом черных металлов (низкорadioактивный)	80	80	-
Нефтешлам (низкорadioактивный)	210	210	-
Зеленый уровень опасности			
перечень отходов:			
Полимеры и сополимеры (бочки пластиковые из-под	151,021	-	151,021

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год*	Передача сторонним организациям, т/год***
хим. реактивов)			
Отходы и лом луженого железа и стали (бочки металлические из-под хим. реактивов)	80	-	80
Другие отходы и лом черных металлов	1000	-	1000
Отходы и лом меди (лом цветных металлов)	90	-	90
Электронный лом	3,5	-	3,5
Отходы полимеров этилена	0,59	-	0,59
Отходы и обломки древесины, агломерированные или неагломерированные в бревна, брикеты, гранулы или иные подобные формы (использованная упаковка)	3	3	-
Твердые бытовые отходы (коммунальные)	2990,005	2003,303	986,702
Иловый осадок от канализационных очистных сооружений	0,004626	0,004626	-
Красный уровень опасности			
перечень отходов	-	-	-

Ориентировочное количество и перечень отходов, образуемых на месторождении Бухарсай, по каждому из недропользователей и их вариантов:

- при разработке месторождения объемы образования отходов не рассматриваются, так как они будут идентичны при реализации каждого из вариантов;
- при строительстве скважин принято согласно проекта аналога и представлено в таблице 8.2.2, 8.2.3;
- при обустройстве скважин принято согласно проекта аналога и представлено в таблице 8.2.4, 8.2.5.

При определении видовой и количественной характеристики отходов, образующихся в процессе строительства скважин глубинами: 1500(±250) м использовались данные:

АО «ПККР»:

- Проект ОВОС к «Дополнению группового технического проекта на строительство разведочно-эксплуатационных скважин проектной глубиной 1700м (±250) на контрактной

территории 1928 (участков входящих в эту территорию) (*Заключение №: KZ58VCZ00622184, дата выдачи: 07.07.2020*);

ТОО «Саутс Ойл»:

- Проект ОВОС к «Групповому техническому проекту на строительство разведочных скважин на контрактной территории №662 с проектной глубиной 1500 (+250) м, 2000 (+250) м Кызылординская область, Республика Казахстан» (*Заключение №: KZ84VCZ01139308, дата выдачи: 07.07.2021*).

При определении видовой и количественной характеристики отходов, образующихся в процессе при обустройстве 1 скважины и 8, 10 скважин согласно II и III вариантов разработки месторождения Бухарсай по двум недропользователям использовались данные проекта-аналога (*Проект ОВОС к «Система сборанефти на месторождении Бухарсай. Выкидная линия от скважины №23*).

Таблица 8.2.2 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства 8 и 10 скважин с глубиной 1500 (+250) м согласно II и III вариантов и 2-х оценочных скважин. АО «ПКР»

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	От 1-ой скважины	Лимит накопления, тонн		
			От 10-ти скважин II рекомендуемый вариант	От 8-ми скважин III вариант	От 2-х оценочных скважин
Всего:	-	578,648694	5786,4869	4629,1896	1157,2974
в т. ч. отходов производства	-	571,9887	5719,887	4575,9096	1143,9774
отходов потребления	-	6,66	66,6	53,2800	13,3200
Опасные отходы					
Буровой шлам	-	210,5232	2105,232	1684,1856	421,0464
Отработанный буровой раствор	-	292,254044	2922,54044	2338,032352	584,5081
Буровые сточные воды	-	54,41972	544,1972	435,35776	108,8394
Отходы соляно-кислотной обработки	-	11,2	112	89,6	22,4000
Промасленная ветошь	-	0,03	0,3	0,24	0,0600
Отработанные масла	-	2,835	28,35	22,68	5,6700
Медицинские отходы	-	0,009	0,09	0,072	0,0180
Использованная тара из-под химических реагентов	-	0,61	6,1	4,88	1,2200
Не опасные отходы					
Металлолом	-	0,105	1,05	0,84	0,2100
Огарки сварочных электродов	-	0,00273	0,0273	0,02184	0,0055
ТБО	-	6,66	66,6	53,28	13,3200
Зеркальные отходы					
-	-	-	-	-	-

Таблица 8.2.3 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства 1 скважины с глубиной 1500 (+250) м по II и III вариантам. ТОО «Саутс Ойл»

Наименование отхода	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн
		От 1 скважины II рекомендуемый и III варианты
Всего	-	532,0799
в т. ч. отходов производства	-	529,2569
отходов потребления	-	2,823
Опасные отходы		
Отходы бурения, из них:	-	
Буровой шлам	-	222,075
ОБР	-	232,2
Буровые сточные воды	-	50,7885
Отходы соляно-кислотной обработки	-	22,4
Медицинские отходы	-	0,006
Промасленная ветошь	-	0,03
Отработанные масла	-	0,61
Использованная тара из-под химических реагентов	-	0,72
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	2,823
Металлолом	-	0,425
Огарки сварочных электродов	-	0,0024
Зеркальные отходы		
-	-	-

Таблица 8.2.4 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе обустройства 8 и 10 скважин по вариантам и 2-х оценочных скважин территориально АО «ПКР»

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	От 1-ной скважины	Лимит накопления, тонн		
			от 10-ти скв., II рекомендуемый вариант	от 8-ми скв., III вариант	От 2-х оценочных скважин
Всего:	-	0,36705	3,6705	2,9364	0,7341
в т. ч. отходов производства	-	0,06705	0,6705	0,5364	0,1341
отходов потребления	-	0,3	3	2,4	0,6
Опасные отходы					
Промасленная ветошь	-	0,063	0,63	0,504	0,126
Использованная тара из-под краски	-	0,0033	0,033	0,0264	0,0066
Не опасные отходы					
Огарки сварочных электродов	-	0,00075	0,0075	0,006	0,0015
ТБО	-	0,3	3	2,4	0,6
Зеркальные отходы					
-	-	-	-	-	-

Таблица 8.2.5 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе обустройства 1 скважины по II и III вариантам территориально ТОО «Саутс Ойл»

Наименование отхода	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн
		От 1-ной скважины II (рекомендуемый) и III варианты
Всего	-	0,36705
в т. ч. отходов производства	-	0,06705
отходов потребления	-	0,3
Опасные отходы		
Промасленная ветошь	-	0,063
Использованная тара из-под краски	-	0,0033
Не опасные отходы		
Огарки сварочных электродов	-	0,00075
Коммунальные отходы	-	0,3
Зеркальные отходы		
-	-	-

Сведения об утилизации отходов, образующихся на предприятии АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС ОЙЛ», приведены в таблицах 8.2.6-8.2.7.

Таблица 8.2.6 – Сведения об утилизации отходов, образующихся на предприятии АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Метод утилизации
Люминесцентные лампы	«опасный отход» AA100	Хранятся в специальных металлических закрытых контейнерах. Вывозятся по мере накопления по договору специализированной организации на переработку.
Металлом не радиоактивный	«неопасный отход» GA090	
Бочки из под химреактивов	«опасный отход» AD 070	
Электронный лом	«неопасный отход» GC020	
Отходы бурения	«опасный отход» AE040	Своевременный вывоз на участок переработки отходов бурения для заполнения техногенной выработки отработанного карьера
Отработанные масла	«опасный отход» AC030	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Вывозятся по мере накопления по договору специализированной организации, и с сжиганием на установках ADV-200, «Форсаж-2М», «Факел-1М».
Отработанные фильтры	«опасный отход» AC050	
Отработанные аккумуляторы	«опасный отход» AA170	
Промасленная ветошь	«опасный отход» AC030	Сжигается в мусоросжигательных печах м/р Кумколь и Арысқум
Медицинские отходы	«опасный отход» AD010	
Отходы упаковки	«неопасный отход» GL010	
Нефтешлам не радиоактивный	«опасный отход» AE030	Своевременный вывоз на участок переработки нефтесодержащих отходов, расположенный на месторождении Кумколь
Замазученный грунт	«опасный отход» AE020	
Нефтешлам низко радиоактивный	«опасный отход» AE030	Временно размещаются на участке временного хранения

Металлолом низко радиоактивный	«неопасный отход» GA090	низкорadioактив-ных отходов м/р Кумколь, затем передаются на захоронение согласно контракту.
Зола мусоросжигательных печей	«опасный отход» AB010	Используется для пересыпания слоев ТБО на собственных полигонах м/р Кумколь и Арыскум
Отходы полимеров этилена	«неопасный отход» GH011	Передача в специализированные организации или вывоз на полигон ТБО
Иловый осадок	«неопасный отход» GO061	Передача на хранение на иловых площадках
ТБО	«неопасный отход» GO060	Своевременный вывоз на полигоны ТБО м/р Кумколь и Арыскум

Таблица 8.2.7 - Сведения об утилизации отходов, образующихся на предприятии ТОО «САУТС ОЙЛ»

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Метод утилизации
Люминесцентные лампы	«опасный отход» AA100	Временно хранятся в герметичных контейнерах с крышкой, запирающейся на замок, с нанесенной соответствующей маркировкой класса опасности, размерами 2,3x1,0x1,1 м3. Срок временного хранения отходов - 30 дней. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.
Электронный лом	«неопасный отход» GC020	Размеры каждого системного блока 234 x 600 x 555 мм. Отходы временно хранятся на складах. Срок временного хранения отходов - 30 дней. Передаются на утилизацию специализированным организациям.
Буровой шлам	«опасный отход» AE040	<p>В виде водной суспензии выбуренной породы и бентонитовой глины собирается на площадке бурения скважин в экологические емкости, предназначенные для сбора БШ от системы очистки бурового раствора. Здесь отбираются пробы для определения состава загрязняющих веществ, установления соответствия паспортным данным отходов, осуществляется радиационный контроль отходов бурения. Откачка БШ в автоцистерну производится погружным насосом (Илосос), далее автотранспортом отходы доставляются на участок, где накапливаются в картах осреднения. Транспортировка и прием отходов осуществляется при наличии копии паспорта отходов. Буровой шлам размещается в картах осреднения и вылежки отходов бурения. Объем карт рассчитан по количеству отходов, поступающих в зимний период, когда переработка отходов и работы с использованием их в качестве дорожно - строительных материалов (ДСМ) приостанавливаются. Под действием сил гравитации и вследствие более высокой плотности, шлам оседает на дно накопителя отходов бурения. Отстоявшаяся жидкая часть откачивается на очистку ГДС-10. Шлам после просушивания и осреднения подвергается исследованиям в строительной лаборатории. При соответствии требованиям, предъявляемым к ДСМ, шлам используется в качестве сырья при обустройстве земляной насыпи в основании дорог к подъездным дорогам к скважинам, а также используется при переработке нефтесодержащих отходов для получения «черного грунта». Анализ технологий, используемых при переработке нефтесодержащих отходов, показывает, что применяемые технологии на УВХ и ПО оказывают наименьшее негативное воздействие по сравнению с другими методами очистки отходов.</p>
Отработанный буровой раствор (ОБР)	«опасный отход» AE040	Собираются в экологические емкости, доставляются вакуумными машинами совместно с БШ (или без) и перерабатываются на установке ГДС(ф)-10. После очистки от нефти и нефтепродуктов, взвешенных веществ (глина,

		выбуренная порода), очищенные стоки размещаются в накопителе с последующим использованием на пылеподавление в дорожном строительстве и для других технических нужд на УВХ и ПО. Объем емкости накопителей жидких отходов бурения регламентируется объемом стоков, поступающих в зимнее время.
Нефтепродукты (НСО)	«опасный отход» AE030	Биокомпостирование нефтепродуктов Для получения компоста часть нефтепродуктов (НСО) с содержанием нефти 12-15 % размещается на картах биокомпостирования, обустроенных противодиффузионным экраном. Биокомпостирование отходов проводят на специально организованных площадках - в оформленных грядах-буртах, где в НСО добавляют структурирующие материалы — рисовую лузгу и навоз. Эффективность процесса достигается поддержанием определенного тепловлажностного режима массы отходов, содержания кислорода, соотношением азотно-фосфорных компонентов и количества нефтеокисляющей микрофлоры. Процесс биокомпостирования (биоремедиация) занимает от 2 до 4 месяцев в теплое время года в зависимости от содержания нефти в отходах. Содержание углеводородов снижается с 12-15 % до 1-1,5 %. Переработанный грунт накапливается в буртах с последующей передачей на использование. Переработанный грунт может использоваться при биологической рекультивации рекультивируемых участков. Биокомпостирование НСО включено в перечень технологий переработки, рекомендованных к использованию Институтом биотехнологий. На Участке временного хранения и переработки отходов нефтедобычи предусмотрены места для хранения добавляющих материалов. Применяемые технологии переработки отходов нефтедобычи на УВХ и ПО на месторождении Кенлык ТОО «САУТС ОЙЛ» направлены на уменьшение негативного влияния на окружающую среду и являются одними из современных наилучших доступных технологий в стране и за рубежом.
Огарки сварочных электродов	«неопасный отход» GA090	собираются в контейнере объемом 0,100 м3. Передаются сторонним организациям. Срок временного хранения огарков сварочных электродов - 30 дней.
Медицинские отходы	«опасный отход» AD010	Отходы временно хранятся в контейнерах объемами 0,1 м3. Отходы подлежат передаче специализированному предприятию на договорных условиях. Срок временного хранения отходов - 15 дней.
Отработанные масла	«опасный отход» AC030	Собираются в герметической емкости (бочках) объемом 0,2 м3, и после замены масел в течении суток передаются на утилизацию.
Отработанные фильтры	«опасный отход» AC050	Хранятся на складах в стеллажах, изношенные шины, отработанные масляные фильтры собираются на площадках с твердым покрытием, расположенных на месторождениях. Срок временного хранения отходов - 15 дней. Передаются на утилизацию специализированному предприятию.
Отработанные аккумуляторы	«опасный отход» AA170	
Изношенные шины	«неопасный отход» GK020	
Промасленная ветошь	«опасный отход» AC050	Собирается в металлических контейнерах объемом 0,1 м3. Срок временного хранения отходов - 15 дней. Передаются на утилизацию специализированному предприятию.
Отходы упаковки	«неопасный отход» GL010	Хранятся в специальных контейнерах объемом 1,0 м3. Срок временного хранения отходов - 15 дней.

Нефтешлам	«опасный отход» АЕ030	Доставляются на площадку для обработки НСО с противofильтрационным экраном из природной глины, используются существующие бетонированные карты. Конструкция противofильтрационного экрана выполнена в соответствии с требованиями СНиП 1.04 - 14-2003 «Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов». Определяется содержание нефти и нефтепродуктов в доставляемых автотранспортом отходах.
Замазученный грунт	«опасный отход» АЕ020	Смешивание с гравелистым грунтом (или отходами бурения, прошедшими вылежку и осреднение), производится с учетом содержания углеводородов. После многократного смешивания образующийся «черный грунт» используется для создания гидроизолирующего слоя в основании дорог категории IV-в с невысокой интенсивностью движения в соответствии СНиП РК 3.03-09-2006 «Автомобильные дороги».
Металлические стружки	«неопасный отход» GA090	Хранятся в контейнерах объемом 0,1 м3. Передаются специализированному предприятию. Срок временного хранения металлических стружек - 30 дней.
Иловый осадок	«неопасный отход» GO061	после " обезвоживания складируется и используется в качестве удобрения.
ТБО	«неопасный отход» GO060	Временно хранятся в местах временного хранения на объектах ТОО «САУТС-ОЙЛ», в специально оборудованных местах. Площадки для сбора твердо-бытовых отходов, расположенные на объектах ТОО «САУТС-ОЙЛ» огорожены, имеют бетонное основание, на котором установлены контейнеры для раздельного сбора отходов (пищевые, бумага и картон, пластмасса, стекло). ТБО собирается в металлических контейнерах объемами 1,5 м3 и 1,0 м3. Пищевые отходы собираются раздельно в металлическом контейнере объемом 1,0 м3. Каждый контейнер имеет плотно прилегающую крышку. Срок временного хранения ТБО в контейнерах при температуре 0°С и ниже допускается не более трех Программа управления отходами 6 суток, при плюсовой температуре не более суток (согласно п.51 Санитарных правил от 28.02.2015 г. № 176). Передаются на утилизацию сторонним организациям.

8.3 Система управления отходами на предприятии

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно ряду законодательных и нормативных правовых актов, принятых в Республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Все отходы, образующиеся в производственной деятельности по мере накопления, вывозятся на собственный полигон.

Накопление отходов не является размещением отходов согласно ст. 320 п.1 Экологического кодекса.

Передача отходов производится в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения. Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам.

Нормативы размещения отходов производства не устанавливаются на отходы, которые передаются сторонним организациям.

Характеристика отходов производства и потребления, их количество, способы утилизации определяются на основании технологического регламента работы предприятия, в котором установлен срок службы элементов оборудования и объемы проводимых работ.

Система управления отходами на предприятии включает в себя следующие операции:

- 1) накопление отходов на месте их образования;
- 2) сбор отходов;
- 3) транспортировка отходов;
- 4) восстановление отходов;
- 5) удаление отходов;
- 6) вспомогательные операции, выполняемые в процессе осуществления операций, предусмотренных подпунктами 1), 2), 4) и 5) настоящего пункта;
- 7) проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов;
- 8) деятельность по обслуживанию ликвидированных (закрытых, выведенных из эксплуатации) объектов удаления отходов.

Накопление отходов

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям), осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Сбор отходов

Под сбором отходов понимается деятельность по организованному приему отходов от физических и юридических лиц специализированными организациями в целях дальнейшего направления таких отходов на восстановление или удаление.

Лица, осуществляющие операции по сбору отходов, обязаны обеспечить раздельный сбор отходов в соответствии с требованиями настоящего Кодекса.

Под раздельным сбором отходов понимается сбор отходов раздельно по видам или группам в целях упрощения дальнейшего специализированного управления ими.

Требования к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору, определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в соответствии с требованиями настоящего Кодекса и с учетом технической, экономической и экологической целесообразности.

Раздельный сбор осуществляется по следующим фракциям:

- 1) «сухая» (бумага, картон, металл, пластик и стекло);
- 2) «мокрая» (пищевые отходы, органика и иное).

Запрещается смешивание отходов, подвергнутых раздельному сбору, на всех дальнейших этапах управления отходами.

Транспортировка отходов

Под транспортировкой отходов понимается деятельность, связанная с перемещением отходов с помощью специализированных транспортных средств между местами их образования, накопления в процессе сбора, сортировки, обработки, восстановления и (или) удаления.

Транспортировка отходов осуществляется с соблюдением требований настоящего Кодекса.

Восстановление отходов

Восстановлением отходов признается любая операция, направленная на сокращение объемов отходов, главным назначением которой является использование отходов для выполнения какой-либо полезной функции в целях замещения других материалов, которые в противном случае были бы использованы для выполнения указанной функции, включая вспомогательные операции по подготовке данных отходов для выполнения такой функции, осуществляемые на конкретном производственном объекте или в определенном секторе экономики.

К операциям по восстановлению отходов относятся:

- 1) подготовка отходов к повторному использованию;
- 2) переработка отходов;

3) утилизация отходов.

Подготовка отходов к повторному использованию включает в себя проверку состояния, очистку и (или) ремонт, посредством которых ставшие отходами продукция или ее компоненты подготавливаются для повторного использования без проведения какой-либо иной обработки.

Под переработкой отходов понимаются механические, физические, химические и (или) биологические процессы, направленные на извлечение из отходов полезных компонентов, сырья и (или) иных материалов, пригодных для использования в дальнейшем в производстве (изготовлении) продукции, материалов или веществ вне зависимости от их назначения, за исключением случаев, предусмотренных ниже.

Под утилизацией отходов понимается процесс использования отходов в иных, помимо переработки, целях, в том числе в качестве вторичного энергетического ресурса для извлечения тепловой или электрической энергии, производства различных видов топлива, а также в качестве вторичного материального ресурса для целей строительства, заполнения (закладки, засыпки) выработанных пространств (пустот) в земле или недрах или в инженерных целях при создании или изменении ландшафтов.

Энергетическая утилизация отходов

Под энергетической утилизацией отходов понимается процесс термической обработки отходов с целью уменьшения их объема и получения энергии, в том числе использования их в качестве вторичных и (или) энергетических ресурсов, за исключением получения биогаза и иного топлива из органических отходов.

Энергетической утилизации не подвергаются отходы по перечню, утверждаемому уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Эксплуатация объектов по энергетической утилизации отходов осуществляется в соответствии с экологическими требованиями к эксплуатации объектов по энергетической утилизации отходов, утверждаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Экологические требования к эксплуатации объектов по энергетической утилизации отходов должны быть эквивалентны Директиве 2010/75/ЕС Европейского Парламента и Совета Европейского Союза «О промышленных выбросах (о комплексном предотвращении загрязнения и контроле над ним)».

К объектам по энергетической утилизации отходов относится совокупность технических устройств и установок, предназначенных для энергетической утилизации отходов, и взаимосвязанных с ними сооружений и инфраструктуры, технологически необходимых для энергетической утилизации отходов.

Возмещение затрат на строительство и эксплуатацию новых объектов по энергетической утилизации отходов осуществляется посредством покупки расчетно-финансовым центром по поддержке возобновляемых источников энергии электрической энергии, произведенной энергопроизводящими организациями, использующими энергетическую утилизацию отходов, и поставленной ими в единую электроэнергетическую систему Республики Казахстан, по аукционным ценам, определенным по итогам проведенных аукционных торгов, с учетом индексации, определяемой Правительством Республики Казахстан.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды утверждает предельные аукционные цены на электрическую энергию, произведенную путем энергетической утилизации отходов, в соответствии с правилами определения предельных аукционных цен на электрическую энергию, произведенную путем энергетической утилизации отходов, включающими порядок индексации аукционных цен, утверждаемыми Правительством Республики Казахстан.

К аукционным торгам по отбору проектов по энергетической утилизации отходов допускаются энергопроизводящие организации, включенные в утвержденный уполномоченным органом в области охраны окружающей среды перечень энергопроизводящих организаций, использующих энергетическую утилизацию отходов, и применяющие новые, ранее не находившиеся в эксплуатации технические устройства и установки, технологически необходимые для эксплуатации объектов по энергетической утилизации отходов.

Правила формирования перечня энергопроизводящих организаций, использующих энергетическую утилизацию отходов, утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Общественные отношения, возникающие в процессе производства электрической энергии объектами по энергетической утилизации отходов, ее передачи и потребления, регулируются законодательством Республики Казахстан об электроэнергетике и в области поддержки использования возобновляемых источников энергии.

Удаление отходов

Удалением отходов признается любая, не являющаяся восстановлением операция по захоронению или уничтожению отходов, включая вспомогательные операции по подготовке отходов к захоронению или уничтожению (в том числе по их сортировке, обработке, обезвреживанию).

Захоронение отходов - складирование отходов в местах, специально установленных для их безопасного хранения в течение неограниченного срока, без намерения их изъятия.

Уничтожение отходов - способ удаления отходов путем термических, химических или биологических процессов, в результате применения которого существенно снижаются объем и (или) масса и изменяются физическое состояние и химический состав отходов, но который не имеет в качестве своей главной цели производство продукции или извлечение энергии.

Вспомогательные операции при управлении отходами

К вспомогательным операциям относятся сортировка и обработка отходов.

Под сортировкой отходов понимаются операции по разделению отходов по их видам и (или) фракциям либо разбору отходов по их компонентам, осуществляемые отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или удалению.

Под обработкой отходов понимаются операции, в процессе которых отходы подвергаются физическим, термическим, химическим или биологическим воздействиям, изменяющим характеристики отходов, в целях облегчения дальнейшего управления ими и которые осуществляются отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или удалению.

Под обезвреживанием отходов понимается механическая, физико-химическая или биологическая обработка отходов для уменьшения или устранения их опасных свойств.

Основнополагающее экологическое требование к операциям по управлению отходами

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Принципы государственной экологической политики в области управления отходами

В дополнение к общим принципам, изложенным в статье 5 Экологического Кодекса, государственная экологическая политика в области управления отходами основывается на следующих специальных принципах:

- 1) иерархии;
- 2) близости к источнику;
- 3) ответственности образователя отходов;
- 4) расширенных обязательств производителей (импортеров).

Принцип иерархии

Образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;
- 4) утилизация отходов;
- 5) удаление отходов.

Принцип близости к источнику

Образовавшиеся отходы должны подлежать восстановлению или удалению как можно ближе к источнику их образования, если это обосновано с технической, экономической и экологической точки зрения.

Принцип ответственности образователя отходов

Субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи в соответствии с пунктом 3 статьи 339 Экологического Кодекса во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Принцип расширенных обязательств производителей (импортеров)

Физические и юридические лица, которые осуществляют на территории Республики Казахстан производство отдельных видов товаров по перечню, утверждаемому в соответствии с пунктом 1 статьи 386 Экологического Кодекса, или ввоз таких товаров на территорию Республики Казахстан, несут расширенные обязательства в соответствии с Экологическим Кодексом, в том числе в целях снижения негативного воздействия таких товаров на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

Нормирование в области управления отходами

Лимиты накопления отходов и лимиты на их захоронение устанавливаются для объектов I и II категорий на основании соответствующего экологического разрешения.

Разработка и утверждение лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представление и контроль отчетности об управлении отходами осуществляются в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами является неотъемлемой частью экологического разрешения.

Паспорт опасных отходов

Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе деятельности которых образуются опасные отходы.

Паспорт опасных отходов должен включать следующие обязательные разделы:

- 1) наименование опасных отходов и их код в соответствии классификатором отходов;
- 2) реквизиты образователя отходов: индивидуальный идентификационный номер для физического лица и бизнес-идентификационный номер для юридического лица, его место нахождения;
- 3) место нахождения объекта, на котором образуются опасные отходы;
- 4) происхождение отходов: наименование технологического процесса, в результате которого образовались отходы, или процесса, в результате которого товар (продукция) утратил (утратила) свои потребительские свойства, с наименованием исходного товара (продукции);
- 5) перечень опасных свойств отходов;
- 6) химический состав отходов и описание опасных свойств их компонентов;
- 7) рекомендуемые способы управления отходами;
- 8) необходимые меры предосторожности при управлении отходами;
- 9) требования к транспортировке отходов и проведению погрузочно-разгрузочных работ;

10) меры по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий, связанных с опасными отходами, в том числе во время транспортировки и проведения погрузочно-разгрузочных работ;

11) дополнительную информацию (иную информацию, которую сообщает образователь отходов).

Форма паспорта опасных отходов утверждается уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, заполняется отдельно на каждый вид опасных отходов и представляется в порядке, определяемом статьей 384 Экологического Кодекса, в течение трех месяцев с момента образования отходов.

Паспорт опасных отходов является бессрочным документом.

В случае изменения опасных свойств отходов, вызванного изменением технологического регламента процесса, при котором возникло такое изменение свойств отходов, или поступления более подробной и конкретной дополнительной информации паспорт опасных отходов подлежит пересмотру.

Обновленный паспорт опасных отходов в течение трех месяцев направляется в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды.

Образователь отходов обязан представлять копии паспортов опасных отходов физическому или юридическому лицу, транспортирующему партию таких отходов или ее часть, а также каждому грузополучателю такой партии (части партии) опасных отходов.

При переработке полученной партии опасных отходов, включая их смешивание с другими материалами, образователь таких отходов обязан оформить новый паспорт опасных отходов и направить его в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды.

Химический и компонентный составы опасного отхода подтверждаются протоколами испытаний образцов данного отхода, выполненных аккредитованной лабораторией. Для опасных отходов, представленных товарами (продукцией), утратившими (утратившей) свои потребительские свойства, указываются сведения о компонентном составе исходного товара (продукции) согласно техническим условиям.

Производственный контроль при обращении с отходами

Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутрипроизводственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Параметры образования отходов производства и потребления, их циркуляция и удаление будут контролироваться, и регулироваться в ходе основных технологических процессов.

Обращение со всеми видами отходов, их захоронение будет осуществляться в соответствии с документом, регламентирующим процедуры по обращению с отходами. Выполнение положений данного документа по организации сбора и удаления отходов обеспечит:

- соответствие природоохранному законодательству и нормативным документам по обращению с отходами в РК;
- соответствие политике по контролю рисков для здоровья, техники безопасности и окружающей среды;
- предотвращения загрязнения окружающей среды.

8.4 Мероприятия по охране почвенного покрова

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе разработке месторождения необходимо осуществление следующих мероприятий:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах;
- до минимума сократить объемы земляных работ по срезке или выравниванию рельефа;
- разработка и строгое выполнение мероприятий по сохранению почвенных покровов, исключению эрозионных, склоновых и др. негативных процессов изменения природного ландшафта;
- организация и проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды твердыми отходами в соответствии с нормативными требованиями в Республике Казахстан запланированы:

- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;

- инвентаризация, сбор отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях;
- безамбарный способ бурения;
- вывоз отходов на специально оборудованные полигоны для утилизации и захоронения;
- временное хранение отходов не более 6 месяцев;
- контроль выполнения запланированных мероприятий.

Для минимизации воздействия влияния отходов на процесс жизнедеятельности окружающей среды необходима четко работающая схема сбора, хранения, захоронения и утилизации отходов производства и потребления с учетом всех современных средств и технологий в этой области.

8.5 Рекультивация

Реализация проектных решений по двум из вариантов предусматривает строительство скважин, следовательно, ожидается нарушение почвенно-растительного покрова.

Согласно статье 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны проводить мероприятия по рекультивации нарушенных земель, восстановлению плодородия почв, своевременному вовлечению земель в оборот».

По окончании строительства скважины производится рекультивация отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для складирования;
- планировку площадки.

8.6 Оценка воздействия на почвенный покров проектируемых работ

Принимая во внимание источники, оказывающее негативное влияние на почвенный покров, воздействие на почвенный покров будет связано с:

- изъятием земель, для размещения технологического оборудования и строительства скважин, в том числе опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;

- механическими нарушениями почвенно-растительного покрова ввиду нарушения целостности почвенного профиля, вследствие передвижения автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, что приводит к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии;

- загрязнением почв, которое может происходить: непосредственно при разливе пластовых вод, углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, химических реагентов, растворов, применяемые при эксплуатации скважин, а также при сжигании попутных газов с последующим оседанием загрязняющих веществ на почву, в случае нарушения условий и сроков временного хранения отходов производства и потребления.

Соблюдение всех проектируемых решений в процессе разработки месторождения позволит обеспечить устойчивость природной среды к техническому воздействию с минимальным ущербом для окружающей среды.

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведения природоохранных мероприятий сведут к минимуму воздействие проектируемых работ на почвенный покров.

Для сравнения вариантов разработки с точки зрения воздействия на почвенный покров принимается во внимание исправность технологического оборудования и отсутствие аварийных проливов нефтепродуктов и др. химических реагентов.

Таким образом, воздействие на почвенный покров будет характеризоваться, по каждому из вариантов разработки:

- ориентировочным количеством образования отходов при строительстве скважин, рассмотренном выше в разделе 8.2 настоящего проекта и представлены в таблицах 8.6.1-8.6.2 по двум недропользователям АО «ПККР» и ТОО «Саутс Ойл».

- ориентировочной площадью изъятия земель для строительства скважины, результаты представлены в таблице 8.6.2.

Таблица 8.6.1 – Ориентировочные объемы образования отходов по вариантам. АО «ПККР»

Наименования процесса	От 10 скважин 2 вариант	От 8-ми скважин 3 вариант	От 2-х оценочных скважин
Строительство скважины, тонн	5786,4869	4629,1896	1157,2974
Обустройство скважин, тонн	3,6705	2,9364	0,7341

Таблица 8.6.2 – Ориентировочные объемы образования отходов по вариантам. ТОО «Саутс Ойл»

Наименования процесса	1 вариант 2023 год,	2 вариант 2023 год,	3 вариант 2023 год,

	(от 6-ти скв.)	(от 7-ми скв.)	(от 6-ти скв.)
Строительство скважины, тонн	3192,4794	3724,5593	3192,4794
Обустройство скважин, тонн	2,2023	2,56935	2,2023

Таблица 8.6.3 – Размеры земельных участков, отводимых во временное долгосрочное пользование, га

Наименование объекта	на одну скважину, согласно СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин»	На 10 скважин 2 рекомендуемый вариант	На 8 скважин 3 вариант
Эксплуатационная и нагнетательная скважина	0,36	3,6	2,88

Таблица 8.6.4 – Размеры земельных участков, отводимых во временное долгосрочное пользование, га

Наименование объекта	на одну скважину, согласно СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин»	От 2-х оценочных скважин
Оценочная скважина	3,5	7

Таблица 8.6.5 – Размеры земельных участков, отводимых во временное долгосрочное пользование, га

Наименование объекта	на одну скважину, согласно СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин»	1 вариант	2 вариант	3 вариант
		2023 год, (6 скв.)	2023 год, (7 скв.)	2023 год, (6 скв.)
Эксплуатационная скважина	0,36	2,16	2,52	2,16

Анализ таблиц 8.6.1 и 8.6.2 показывает, что II рекомендуемый вариант характеризуется на 28,2 % меньшим образованием отходов чем III вариант, а относительно I варианта больше на 57%.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ (в том числе и образование отходов) на почвенный покров при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – механическими воздействиями вызвано уплотнение иллювиального горизонта, активизированы эрозионные процессы без образования новых форм, сохраняется способность почв к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 8 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на подземные воды относится к *воздействию низкой значимости* (1-8) – последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка и находится в пределах допустимых стандартов.

9 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться отрицательными воздействиями на геологическую среду при строительстве скважин и технологических площадок.

Негативное воздействие на геологическую среду в процессе строительства скважин выражается в следующем:

- нарушение сплошности горных пород;
- использование буровых растворов с добавлением токсичных компонентов;
- загрязнение почв отходами бурения;
- загрязнение земной поверхности нефтью и нефтепродуктами;
- нарушение изоляции водоносных горизонтов открытыми стволами скважин в процессе их проходки;
- усиление дефляции и водной эрозии почв на участках нарушения почвенно-растительного слоя;
- возможные перетоки жидкостей в затрубном пространстве и химическое загрязнение водоносных горизонтов.

Воздействия, которые приводят к изменениям свойств геологической среды при эксплуатации скважин, главным образом, возможны в процессе поступления углеводородов из подземного коллектора в затрубное пространство, и связанное с этим загрязнение вышележащих горизонтов подземных водоносных комплексов, является одним из наиболее опасных в экологическом отношении аспектов.

В связи с этим, вопросы, направленные на обеспечение надежной изоляции водоносных горизонтов, являются приоритетными при разработке технологических схем конструкция скважин и методики цементирования колонн.

Загрязнение вредными химическими веществами почв является одним из наиболее широко распространенных в практике и одним из наиболее опасных видов воздействия на геологическую среду.

Большое влияние на гидрологический режим местности оказывают выемки в процессе строительства площадок под технологическое оборудование. При пересечении водоносного горизонта выемка оказывает мощное осушающее воздействие. При этом может прекратиться полностью или частично поступление грунтовой воды в водоносный слой, расположенный с низовой (по направлению движения грунтовой воды) стороны выемки. В зависимости от вида и состояния грунта зона действия выемки распространяется на десятки и сотни метров в каждую сторону. На прилегающей территории резко меняются условия произрастания растений, создаются благоприятные условия для эрозии почвы.

Влияние автотранспорта в процессе проведения проектных работ включает:

- нарушение почвообразующего субстрата;
- воздействие на рельеф;
- загрязнение почв продуктами сгорания топлива;
- загрязнение почв ГСМ.

Степень воздействия, его интенсивность и масштабы зависят от конкретных условий производства работ.

Воздействие на геологическую среду проектных решений на месторождении будет складываться:

- воздействий на рельеф и почвообразующий субстрат;
- воздействий на недра.
- Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат.

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки месторождения, значимых изменений рельефа не ожидается.

Проведение работ на месторождении будет сопровождаться разрушением почвенно-растительного слоя при строительстве площадок скважин и технологического оборудования, что может способствовать усилению процессов дефляции.

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхности не вызовет.

Такие изменения земной поверхности, как деформации в результате техногенно обусловленных землетрясений и проседания земной поверхности, вызывающие разрушения эксплуатационных колонн и технологического оборудования, маловероятны.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении принятых проектом технических решений будет минимальным.

Воздействие проектируемых работ на недра

Основным объектом воздействия проектируемых работ на недра являются продуктивные горизонты.

Неблагоприятные изменения геологической среды в процессе проходки ствола скважины могут проявляться в виде неконтролируемых межпластовых перетоках в скважинах с негерметизированными колоннами. Поступление высокоминерализованных вод и пластовых жидкостей из продуктивных горизонтов в водоносные комплексы может привести к их загрязнению и невозможности использования в целях питьевого и технического водоснабжения в будущем.

В связи с этим необходимо предусмотреть:

- использование промывочных жидкостей, затрудняющих поглощения, без токсичных добавок;
- надежная изоляция в пробуренных скважинах нефтеносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежная герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование.

Принятая проектом конструкция скважин исключат возможность межпластовых перетоков.

Воздействие на другие компоненты недр будет очень незначительным ввиду того, что почти весь технологический цикл протекает в закрытом скважинном пространстве, надежно изолированном от остальной геологической среды стальными трубами и цементацией нарушенных при проходке интервалов горных пород.

В целом, воздействие на недра при проведении основного комплекса проектируемых работ оценивается как значительное по отношению к продуктивным горизонтам, и незначительное по отношению к другим компонентам геологической среды контрактной территории.

Учитывая особенности геологического строения и принятых проектных решений в процессе разработки месторождения можно отметить следующие моменты:

- возникновение опасных геодинамических явлений, при проведении проектных решений, не ожидается;
- передвижение автотранспорта в значительной мере предусматривается в пределах, нарушенных в процессе предшествующей деятельности зон, нарушение почвенно-растительного слоя на других участках будет минимальным;
- существенного влияния на рельеф и почвообразующий субстрат, проектируемые работы не окажут.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду по каждому из вариантов можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как *воздействие средней значимости (9-27)* – изменения в недрах выходят за рамки естественных изменений.

9.1 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

10 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ МИР

10.1 Основные источники воздействия на растительный покров

Процесс проведения разработки месторождения, связанный со строительством скважин и размещением технологического оборудования, окажет определенное воздействие на состояние растительности. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

При строительстве подъездных дорог и площадок растительности будет нанесен урон – будет уничтожено или засыпано некоторое количество растений.

Величина механического воздействия находится в прямой зависимости от размеров и количества технологических площадок, протяженности дорог и подъездов.

Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородов вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке газа, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: углеводородов, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

10.2 Мероприятия по охране растительного мира

В целях предупреждения нарушения растительного покрова в процессе проектируемых работ необходимо осуществление следующих мероприятий:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
- передвижение работающего персонала по пешеходным дорожкам;
- отдельный сбор отходов в специальных контейнерах;
- захоронение отходов производства и потребления на специально оборудованных полигонах;
- запрет на вырубку кустарников и разведение костров;
- проведение поэтапной технической рекультивации;
- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории месторождения.

10.3 Оценка воздействия на растительность

Во время строительства скважин и площадок технологического оборудования растительность прилегающих участков будет испытывать воздействие загрязнителей атмосферного воздуха, т.е. на растительность окажут влияние выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Химическое загрязнение растительности в процессе осуществления проектируемых работ будет при испарениях нефтепродуктов из емкостей, аварийных разливах и утечках нефтепродуктов, фланцевые соединения и сальниковые уплотнения.

Воздействие вредных выбросов на растительность происходит как путем прямого их воздействия на растительность, так и путем косвенного воздействия через почву.

Попадание нефтепродуктов на почву, прежде всего, сказывается на гумусовом горизонте: количество углеродов в нем резко увеличивается, ухудшая свойства почв как питательного субстрата для растений.

Обволакивая корни растений, нефтепродукты резко снижают поступление влаги, что приводит к физиологическим изменениям и возможной гибели растений.

Главными причинами угнетения растений и их гибели в результате загрязнения служат нарушения в поступлении воды, питательных веществ и кислородное голодание. Вследствие подавления процессов нитрификации и аммонофикации в почве нарушается азотный режим, что в свою очередь вызывает азотное голодание. Интенсивное развитие нефтеокисляющих микроорганизмов сопряжено с активным потреблением ими элементов минерального питания, из-за чего может наблюдаться ухудшение пищевого режима растений.

Вредное влияние токсичных газов приводит к отмиранию отдельных частей растений, ухудшению роста и урожайности. Накопление вредных веществ в почве способствует уменьшению почвенного плодородия, нарушению минерального питания, отравлению корневых систем и нарушению роста и гибели растения.

Основные виды, слагающие растительность наземных экосистем месторождения, представлены галофитами, псаммофитами и ксерофитами.

Научные исследования и многолетняя практика наблюдений показали, что большая часть представителей исследуемой территории имеет умеренную чувствительность к химическому загрязнению. К таким устойчивым видам относятся все представители ксерофитной полукустарничковой пустынной растительности: сарсазан, биюргун, полыни, однолетние солянки.

Однолетние растения (эфемеры) устойчивы к химическому воздействию за счет так называемого «барьерного эффекта», то есть растения создают барьер невосприимчивости вредного воздействия в периоды отрастания и отмирания и только в период вегетации могут угнетаться загрязняющими веществами.

Учитывая компенсационные возможности местной флоры при соблюдении предусмотренных мероприятий можно сделать вывод, что выбросы загрязняющих веществ не окажут значительного химического влияния на состояние растительности.

При механических нарушениях короткоживущие виды, представленные на данной территории, восстанавливаются медленно, образуя переходные группировки с господством сорных видов, которые в дальнейшем сменяются зональным типом. Восстановление растительности в результате естественных процессов занимает длительное время: от 3-4 лет - для заселения пионерными видами и до 10 лет - для формирования сомкнутых сообществ.

Таким образом, механическое воздействие будет иметь место в период строительства. По окончании этих работ величина механического воздействия прекратится.

Влияние проектируемых работ на растительный покров по каждому из вариантов разработки можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

11 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

Осуществление проектируемых работ на месторождении окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

Механическое воздействие на фауну связано с нанесением беспокойства и возможно причинением физического ущерба, также выражается во временной потере мест обитания и мест кормления травоядных животных и, в свою очередь, утраты мест охоты хищных животных. И все это вследствие повышенного уровня шума, наличия техники, искусственного освещения и физической деятельности людей

Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, погребение флоры (и некоторых представителей фауны – насекомых, пресмыкающихся) при строительстве подъездных дорог и площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия носят временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при случайном или аварийном разливе нефтепродуктов и химических реагентов.

До минимума сократить химическое воздействие на животный мир можно строжайшим соблюдением норм и правил, технологии производства, профилактическим осмотром и ремонтом оборудования.

Практика многолетних наблюдений показывает, что распределение животных на территории месторождения не равномерное.

Особое место в распространении животных занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых представителей животного мира (ящериц, змей). Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе загрязнения углеводородами (трубопроводы) при разливах, травмирования и гибели на автомобильных дорогах.

Для мелких грызунов и пресмыкающихся работы по строительству подъездных дорог и площадок могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

Таким образом, влияние проектируемых работ на животный мир по каждому из вариантов разработки можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное воздействие (3) – выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) - изменения в среде превышает цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

11.1 Мероприятия по охране животного мира

Для минимизации воздействия проектируемых работ на животный мир потребуется выполнение ряда природоохранных мероприятий, направленных на сохранение видового многообразия животных, охрану среды их обитания, условий размножения и путей миграции животных, сохранения целостности естественных сообществ.

Мероприятия должны включать следующие положения:

- пропаганда охраны животного мира;
- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запрет на охоту в районе контрактной территории;
- разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время на месторождении;
- запрет неорганизованных проездов по территории месторождения.

12 ВОЗМОЖНОЕ ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ. ШУМ. ВИБРАЦИЯ. СВЕТ

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей, в процессе проектируемых работ, можно выделить:

- воздействие шума;
- воздействие вибрации;
- тепловое излучение;
- электромагнитное излучение.

12.1 Шумы

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

Источники шума естественного происхождения. В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоном от инфразвука с частотами $3 \cdot 10^{-3}$ Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздуха в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуется инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

Источники шума техногенного происхождения. К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый, водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование, теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;
- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дроссели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);
- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения, возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);
- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

Биологическое действие шумов

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонки, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной клетки, летаргия, чувство «падения».

Инфразвук неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д.

Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110-120 дБ считается болевым порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ - разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

Предельно допустимые дозы в зависимости от продолжительности воздействия представлены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Предельно допустимые дозы шумов

Продолжительность воздействия, ч	8	4	2	1	0,5	0,25	0,12	0,02	0,01
Предельно допустимые дозы (по шкале А), дБ	90	93	96	99	102	105	108	117	120

Предельные уровни шума в некоторых частотных интервалах представлены в таблице 12.2.

Таблица 12.2 - Предельные уровни шума

Частота, Гц	1 - 7	8 - 11	12 - 20	20 - 100
Предельные уровни шума, дБ	150	145	140	135

Многочисленные эксперименты и практика подтверждают, что антропогенное шумовое воздействие неблагоприятно сказывается на организме человека и сокращает продолжительность его жизни, ибо привыкнуть к шуму физически невозможно. Человек может субъективно не замечать звуки, но от этого разрушительное действие его на органы слуха не только не уменьшается, но и усугубляется.

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие безразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д.

В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляцию и глушение.

Звукопоглощение

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения механизмы делятся на несколько видов.

К первому виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волокнистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко второму виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К третьему виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

Звукоизоляция

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

Звукоизолирующие ограждения. Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышал допустимого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного ограждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые, минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400кг/м³, резиновые прокладки).

Звукоизолирующие кожухи. Для эффективной борьбы с шумом машин, различных устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.

Акустические экраны. Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготавливаются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Основное шумовое воздействие связано с работой строительной техники, дизельных установок и на ограниченных участках. По окончании процесса строительства воздействие шумовых эффектов значительно уменьшится.

12.2 Вибрация

Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечно-прессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д. Вибрации делятся на вредные и полезные.

Вредные вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды, неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушения.

Полезные вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакуумные установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Биологическое действие вибраций

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется на транспорте, в ряде производственных и строительных работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные участки тела (при работе с пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия), а при длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах. Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

Методы и средства защиты от вибраций

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Виброгашение

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

Виброизоляция

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздухопроводы и т.п.).

В процессе строительства на месторождении величина воздействия вибрации от дизельных установок, буровых насосов и спецтехники будет незначительная, и уменьшится после окончания процесса строительства.

12.3 Тепловое излучение

Тепловое излучение или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения.

Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все нагретые тела, пожары и т.п.

Исследование ИК спектров различных астрономических объектов позволило установить космические источники ИК излучения, присутствие в них некоторых химических соединений и определить температуру этих объектов.

К космическим источникам ИК излучения относятся холодные красные карлики, ряд планетарных туманностей, кометы, пылевые облака, ядра галактик, квазары и т.д.

К числу источников ИК техногенного происхождения относятся лампы накаливания, газоразрядные лампы, электрические спирали из нихромовой проволоки, нагреваемые пропускаемым током, электронагревательные приборы, печи самого различного назначения с использованием различного топлива (газа, угля, нефти, мазута и т.д.), электропечи, различные двигатели, реакторы атомных станций и т.д.

Чрезмерное увлечение ИК может привести к ожогам кожи, расстройствам нервной системы, общему перегреву тела человека, нарушению водосолевого баланса, работы сердца, тепловому удару и т.д.

Исследование теплового излучения человеческого тела с помощью тепловизоров дает информацию при диагностике различных заболеваний и контроле динамики их развития.

Солнечное излучение

Основным источником энергии для всех процессов, происходящих в биосфере, является солнечное излучение. Атмосфера, окружающая Землю, слабо поглощает коротковолновое (КВ) излучение Солнца, которое, в основном, достигает земной поверхности.

Под воздействием падающего солнечного потока в результате его поглощения земная поверхность нагревается и становится источником длинноволнового (ДВ) излучения, направленного к атмосфере. Атмосфера, с другой стороны, также является источником ДВ излучения, направленного к Земле. При этом возникает взаимный теплообмен между земной поверхностью и атмосферой.

Разность между КВ излучением, поглощенным земной поверхностью и эффективным излучением называется радиационным балансом. Преобразование энергии КВ солнечной радиации при поглощении ее земной поверхностью и атмосферой, теплообмен между ними составляет тепловой баланс Земли.

Главной особенностью радиационного режима атмосферы является парниковый эффект, который заключается в том, что КВ радиации большей частью доходит до земной поверхности, вызывая ее нагрев, а ДВ излучение от Земли задерживается атмосферой, уменьшая при этом теплоотдачу Земли в космос. Увеличение процентного содержания CO₂, паров H₂O, аэрозолей и т.п. будет усиливать парниковый эффект, что приводит к увеличению средней температуры нижнего слоя атмосферы и потеплению климата.

Тепловые загрязнения

Помимо роли атмосферы как теплозащитной оболочки и действия парникового эффекта, усугубляемого хозяйственной деятельностью человека, определенное влияние на тепловой баланс нашей планеты оказывают тепловые загрязнения в виде сбросового тепла в водоемы, реки, в атмосферу, главным образом, топливно-энергетического комплекса и, в меньшей степени, от промышленности.

Известно, что потребность населения в энергии удовлетворяется за счет электрической энергии. Значительная часть электрической энергии получается за счет преобразования тепловой энергии, выделяющегося при сгорании органического топлива. При этом примерно 30% энергии топлива превращается в электрическую энергию, а 2/3 энергии поступает в окружающую среду в виде теплового загрязнения и загрязнения атмосферы продуктами сгорания. При увеличении энергии потребления будет увеличиваться загрязнение окружающей среды, если не принимать специальных мер.

В настоящее время установлена закономерность общего повышения температуры водоемов, рек, атмосферы особенно в местах нахождения электростанций, промышленных предприятий и крупных индустриальных районов.

Повышение температуры в атмосфере приводит к возникновению нежелательных воздушных потоков, изменению влажности воздуха и солнечной радиации и, конечном итоге, к изменению микроклимата.

Свет

Световое воздействие ожидается в ночное время в процессе производства строительных работ, а также при передвижении автотранспорта.

Наибольшее беспокоящее влияние световое воздействие будет оказать в периоды весенних и осенних миграций животных и птиц. На дорогах возможны случаи гибели животных, попавших под колеса автотранспорта, и птиц, погибающих от удара о корпус автомобиля.

Введение специальных ограничений значительно уменьшит гибель животных и птиц:

- запрет на проезд постороннего транспорта;
- проезд только по отведенным дорогам;
- запрет на ночной проезд (кроме спецтранспорта и в исключительных случаях);
- ограничение скорости движения автотранспорта.

В целом воздействие источников света в процессе проектируемых работ будет носить незначительный и локальный характер.

12.4 Электромагнитное излучение

Постоянный рост числа источников электромагнитных излучений, возрастание их мощности приводит к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные подстанции, электрические двигатели, персональные компьютеры – все это источники электромагнитных излучений.

Электромагнитные поля (ЭМП)

Вследствие научно-технического прогресса электромагнитный фон Земли в настоящее время претерпел не только количественные, но качественные изменения. Появились электромагнитные излучения таких длин волн, которые имеют искусственное происхождение.

К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, мощные радиотехнические объекты, промышленное технологическое оборудование, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты, термические цеха, плазменные, лазерные и рентгеновские установки, атомные и ядерные реакторы и т.п. Следует также отметить техногенные источники электромагнитных и других физических полей специального назначения, применяемые в радиоэлектронном противодействии и размещенные на стационарных и передвижных объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

Биологическое действие ЭМП

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Для решения этой трудной и важной проблемы требуется комплексный подход при участии широкого круга специалистов: биологов, медиков, геофизиков, биофизиков и т.д.

Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется: параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);

физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Весь диапазон воздействия ЭМП на биообъекты можно условно разделить на три группы:

постоянные и низкочастотные поля (до метрового диапазона длин волн);

СВЧ диапазон (длины волны от 1 м до 1 см);

миллиметровый и субмиллиметровый диапазон (длины волны от 10 мм до 0,1 мм).

Влияние ЭМП на человеческий организм может быть как полезным (лечебным), так и вредным.

Лечебное воздействие ЭМП используется в гипертермии, лазерной хирургии, физиотерапии, диатермии и т.д. Полезное действие ЭМП используется в медицинской диагностике.

При взаимодействии ЭМП с биологическим объектом излучения разделяют на ионизирующие и неионизирующие.

К ионизирующим относятся УФ, рентгеновские и γ -излучение.

Длинноволновые излучения (СВЧ, миллиметровые, субмиллиметровые) относятся к неионизирующим излучениям.

Энергетическое воздействие. Этот вид воздействия заключается в переходе поглощенной электромагнитной волны в тепло биоткани. Вредны для организма интенсивные ЭМП в любом диапазоне частот с плотностью мощности, превышающей десятки милливольт на 1 см² облучаемой площади.

Информационное воздействие. К такому виду воздействия ЭМП на биологический объект относится тот случай, когда падающее излучение низкой интенсивности не вызывает нагрев ткани, но полезный эффект оказывается значительным.

При информационном характере действия ЭМП изменяются характер и скорость передачи информации внутри организма, процесс формирования условных рефлексов, количество ключевых ферментов энергетического обмена и т.д.

Действие статического электрического поля. Статическое электрическое поле существенно влияет на живые организмы. Разряды, возникающие при стекании статических зарядов, вызывают испуг, раздражение, могут быть причиной пожара, взрыва, травмы, порчи микроэлектронных устройств и т.п. Длительное воздействие статических электрических полей с напряженностью более 1000 В/м вызывает у человека головную боль, утомленность, нарушение обмена веществ, раздражительность.

Защита от воздействия ЭМП

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Нормированию подлежит также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

- использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;
- размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;
- в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;
- использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;
- заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;
- использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;
- по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находиться рядом с ними во время работы.

Способ защиты расстоянием и временем. Этот способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

С целью уменьшения ЭМП промышленной частоты увеличивают высоту подвеса ВЛ, удаляют жилую застройку от линии передач, применяют экранирующие устройства.

Способ защиты временем состоит в том, что находиться вблизи источника ЭМП как можно меньше времени.

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

При испытаниях технологического, радиотехнического и СВЧ оборудования часто используют полностью экранированные помещения, стены и потолки которых полностью покрыты металлическим листом, облицованным поглощающими материалами. Такая экранировка полностью исключает проникновение электромагнитных волн в окружающую среду. Обслуживающий персонал при этом пользуется индивидуальными средствами защиты.

На открытых территориях, расположенных в зонах с повышенным уровнем ЭМП, применяются экранирующие устройства в виде железобетонных заборов, экранирующих сеток, высоких деревьев и т.п.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и средств защиты от воздействия ЭМП.

По принципу действия РПМ делятся на две большие группы: объемные поглотители и резонансные (интерференционные) поглотители.

В *объемных поглотителях* используется объемное поглощение электромагнитной энергии за счет внесения электрических или магнитных потерь. Поглощающие материалы этого типа состоят из основы и наполнителя.

В качестве основы используются различные каучуки, пенопласты и другие органические связующие.

В качестве наполнителей используются порошки графита, угольной и ацетиленовой сажи, порошки карбонильного железа, ферриты, тонкие металлические волокна и т.п. Количество наполнителя достигает 40%. Внешняя поверхность объемных поглотителей часто выполняют в виде щипов, имеющих форму конуса или пирамиды.

Для защиты от внешних источников ЭМП стены зданий можно покрывать бетоном с примесью графита, волосяными матами, пропитанными неопреном и угольной сажой, многослойными строительными материалами и т.п.

Резонансные (интерференционные) поглотители представляют собой композиции из чередующих слоев диэлектрика и проводящих пленок металла. Толщина диэлектрика составляет четверть длины волны падающего излучения или кратна нечетному числу $\lambda/4$.

Принцип действия таких систем основан на интерференции падающей волны и образовании в них стоячих волн. Такие поглотители обладают низким коэффициентом отражения, малой массой, компактностью, но недостаточной широкополостностью.

В целях снижения воздействия электромагнитных излучений на работающий персонал крайне необходимо проведение следующего комплекса мероприятий:

соблюдение основ нормативной базы электромагнитных источников излучения;

выявление противопоказаний у персонала;

ограничения во времени воздействия электромагнитных излучений и увеличение расстояний от источников излучений.

Отсутствие мощных источников электромагнитного излучения при проведении работ позволяет предположить, что данный вид воздействия будет иметь малое значение и на ограниченных участках.

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды по каждому из вариантов разработки может быть оценено как:

пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.

временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное.

интенсивность воздействия – (1) – низкая.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8).

13 РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтяной отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- 4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- 5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- 6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;

7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;

8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;

9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;

10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

13.1 Мероприятия по снижению радиационного риска

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения углеводородов, средства их транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с углеводородами и пластовыми водами, места разливов углеводородов и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Экологические системы основаны на сложных взаимодействиях связанных индивидуальных компонентов и подсистем. Поэтому воздействие на один компонент может иметь эффект и на другие, которые могут быть в пространственном и временном отношении удалены от компонентов, которые подвергаются непосредственному воздействию.

14.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Как показывает практика, наиболее приемлемым для решения комплексной оценки воздействия представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов, и величины воздействия.

В таблице 14.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырех категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 14.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 14.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 14.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2		
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		
			28-64	Воздействие высокой значимости

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

14.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 14.3. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 14.3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 14.3, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 14.4.

Таблица 14.4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

14.3 Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Анализ рассмотренных материалов в процессе подготовки «Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Бухарсай» позволил сделать предварительные выводы по поводу воздействия намечаемой деятельности на основные компоненты окружающей среды.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 14.5.

Таблица 14.5– Оценка воздействия на компоненты окружающей среды, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, но природная среда полностью самовосстанавливается)	Воздействие средней значимости
			1			
Грунтовые и подземные воды	Возможное аварийное загрязнение вод.	Размещение объекта с учетом инженерно-геологических условий. Применение конструктивных решений, исключающих подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. Оперативная ликвидация аварийных разливов.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Незначительное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие низкой значимости
			1			
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида.	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Сильное воздействие (компонент природной среды теряет способность к самовосстановлению)	Воздействие средней значимости
			1			
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Слабое воздействие (94% от земельного отвода временно выведено вследствие расположения объектов, с последующей рекультивацией в том числе и биологической)	Воздействие низкой значимости
			1			
Почвы	Нарушение и	Создание системы контроля за	Локальное воздействие	Многолетнее	Слабое воздействие	Воздействие

Комплексная оценка воздействия на окружающую среду проектируемых работ

	загрязнение почвенно-растительного слоя.	состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.	(площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	воздействие (постоянное)	(механическими воздействиями нарушены гумусо-аккумулятивный горизонт, нарушено его сложение и структура, уплотнение иллювиального горизонта, активизируются эрозионные процессы, без образования новых форм, загрязнение почв нефтяными углеводородами и/или другими веществами вызывает изменение физико-химических свойств с сохранением направленности основных почвообразовательных процессов и режимов, приобретенные свойства не доминируют над природными, сохраняется способность почв к самовосстановлению)	низкой значимости
			1	4	2	8
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Умеренное воздействие (Выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии)	Воздействие средней значимости

Комплексная оценка воздействия на окружающую среду проектируемых работ

			1	4	3	12
Животный мир	Незначительное уменьшение мест обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов.	Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Умеренное воздействие (Выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии)	Воздействие средней значимости
			1			

Таким образом, влияние проектируемых работ на окружающую среду согласно интегральной оценки равно 76 (среднее значение 10,86 баллов).

Анализируя степень вышеперечисленных критериев на каждый компонент окружающей среды по каждому из вариантов разработки можно сказать, что ожидаемое экологическое воздействие на окружающую среду на контрактной территории месторождений допустимо принять как:

- *Локальное воздействие* (площадь воздействия до 1 км² или на удалении до 100 м от линейного объекта);
- *Слабое воздействие* (среда сохраняет способность к самовосстановлению);
- *Многолетнее воздействие* (постоянное).

Таким образом, интегральная оценка воздействия разработки месторождения Бухарсай оценивается как *воздействие средней значимости*.

14.4 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при разработке месторождения Бухарсай представлены в таблице 14.6

Комплексная оценка воздействия на окружающую среду проектируемых работ

Таблица 14.6 – Оценка воздействия на компоненты социально-экономической среды, мероприятия по снижению негативного воздействия

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3			
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3			
Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее отрицательное воздействие
			-1			
Демографическая ситуация	Приток молодежи	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+3			

Комплексная оценка воздействия на окружающую среду проектируемых работ

Образование и научно-техническая сфера	Потребность в квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+1	+10
Рекреационные ресурсы	-	-	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+1	+5	+1	+7
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в местный бюджет	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+2	+11
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+3	+5	+1	+9

Комплексная оценка воздействия на окружающую среду проектируемых работ

Землепользование	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-4	-3	-8
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-3	-9
Внешнеэкономическая деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+4	+5	+3	+12

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки по каждому из вариантов разработки внесут *среднее отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и от *средних до высоких положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

15 РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

Для компенсации неизбежного ущерба естественным ресурсам вводятся экономические методы воздействия на предприятия. В качестве таких мер с предприятия взимается плата за пользование природными ресурсами и плата за эмиссии загрязняющих веществ. Платежи могут быть определены заранее на основе проектных расчетных показателей.

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ и размещение отходов произведен в соответствии со статьей 593 Кодекса Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)».

15.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу определяются исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП), установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете. Плата за эмиссии в атмосферный воздух будет осуществляться на основании разрешения на эмиссии.

15.2 Расчет платы за размещение отходов

Собственных полигонов для размещения отходов на месторождении отсутствуют. Плата за размещение отходов будет осуществляться по факту образования.

16 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

В условиях интенсивной антропогенной деятельности, базирующейся, к сожалению, на недостаточно высоком уровне научной и технической оснащенности народного хозяйства и связанной с серьезными ошибками в технической и экологической политике, проблема экологической безопасности окружающей природной среды представляется одной из наиболее актуальных. Следует подчеркнуть, что реализация крупных народно-хозяйственных проектов, помимо достижения планируемых положительных моментов, сопровождается возникновением негативных природно-антропогенных процессов, приводящих, в частности, к ухудшению качества водных и земельных ресурсов и снижению экологической устойчивости природной среды.

С развитием высоких технологий и производством высококачественной техники значительные требования предъявляются работающему персоналу на всех стадиях от ее изготовления до эксплуатации. На первое место выходит человеческий фактор, не только профессионализм работника, но и его физическое состояние, обусловленное условиями работы.

Неблагоприятные метеорологические условия работы на открытом воздухе могут отрицательно повлиять на здоровье рабочих.

В осенне-зимний период года возможны переохлаждения, случаи отморожения и даже замерзания. Случаи переохлаждения нередки и даже весной, особенно в сырую погоду.

В результате длительного воздействия солнечных лучей у работающего в летний период может быть солнечный удар. Прогревание организма возможно в жару в плохо вентилируемых помещениях.

Нефть, нефтяные пары и газы при определенных концентрациях в воздухе оказывают вредное воздействия на организм человека и могут вызывать острое отравление и заболевания.

Жидкие углеводороды оказывают слабое раздражающее действие на слизистую оболочку дыхательных путей, а при длительном соприкосновении действуют как раздражающее вещество. Они вызывают судороги, поражают центральную нервную систему, кровеносные органы.

Не маловажную роль играет и моральное состояние работника. Все эти причины сказываются на работоспособности, умение реально оценивать создавшуюся обстановку, быстро и верно принимать правильные решения. В противном случае неадекватное поведение работающего, как правило, становится причиной возникновения аварийной ситуации того или иного масштаба.

Ежегодно стихийные бедствия, возникающие в различных странах, производственные аварии на производственных объектах, коммунально-энергетических системах городов вызывают крупномасштабные разрушения, гибель людей, большие потери материальных ценностей.

Стихийные бедствия по природе возникновения и вызываемому ущербу могут быть самыми разнообразными. К ним относятся: землетрясения, извержения вулканов, наводнения, пожары, ураганы, бури, штормы.

Наиболее объективной оценкой уровня экологической безопасности антропогенной деятельности, объединяющей различные ее аспекты: технический, экономический, экологический и социальный, является оценка суммарного риска, под которым понимается вероятность возникновения и развития, неблагоприятных природно-техногенных процессов, сопровождающихся, как правило, существенными экологическими последствиями. При этом уровень экологического риска возрастает из-за невозможности предвидеть весь комплекс неблагоприятных процессов и их развития, из-за недостаточной информации о свойствах и показателях отдельных компонентов природной среды, необходимых для построения оперативных, среднесрочных и долгосрочных прогнозов развития каждого из природно-техногенных процессов. Существенно возрастает уровень экологического риска из-за того, что практически невозможно оценить обобщенную реакцию природной среды от суммарного воздействия отдельных видов антропогенной деятельности и способной привести к катастрофическим последствиям.

16.1 Методика оценки степени экологического риска аварийных ситуаций

Проведение проектных работ в процессе разработки месторождения требует оценки экологического риска данного вида работ. Оценка экологического риска необходима для предотвращения и страхования возможных убытков и ответственности за экологические последствия аварий, которые потенциально возможны при проведении, практически, любого вида человеческой производственной деятельности.

Оценка экологического риска намечаемых проектных решений в процессе проведения проектируемых работ включает в себя рассмотрение следующих аспектов воздействия:

- комплексную оценку последствий воздействия на окружающую среду при нормальном ходе проектируемых работ;
- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом технического уровня оборудования;
- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом наличия опасных природных явлений;
- оценку ущерба природной среде и местному населению;
- мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций;
- мероприятия по ликвидации последствий возможных аварийных ситуаций.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из матрицы.

В матрице по горизонтали показана вероятность (частота возникновения) аварийной ситуации, по вертикали – интенсивность воздействия на компонент окружающей среды.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятности, возможны в течение срока производственной деятельности.

Уровень тяжести воздействия определяется, в соответствии с методом оценки воздействия на окружающую среду, для каждого из компонентов.

Уровень экологического риска (высокий, средний и низкий) для каждого сценария определяется ячейкой на пересечении соответствующего ряда матрицы со столбцом установленной частоты возникновения аварии.

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определяется следующим образом:

- **низкий** - приемлемый риск/воздействие.
- **средний** – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;
- **высокий** – риск/воздействие не приемлем.

16.2 Анализ возможных аварийных ситуаций

Добыча нефти и газа, в соответствии с принятыми в Республике Казахстан нормативами, относится к экологически опасным видам хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для окружающей среды в результате возникновения аварийных ситуаций.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий является готовность к ним – разработка вариантов возможного развития событий при аварии и методов реагирования на них.

Для отработанных привычных видов деятельности, отличающихся сравнительно невысокой сложностью и непродолжительностью деятельности, при оценке экологического риска может быть использован количественный подход.

Проведение обустройства площадок скважин и технологического оборудования: подвоз оборудования, монтаж оборудования, электросварочные работы, демонтаж оборудования - является хорошо отработанным, с изученной технологией видом деятельности, высококачественным оборудованием и высококвалифицированным персоналом.

Исходя из общеотраслевых статистических данных, общая вероятность возникновения аварийных ситуаций по нефтегазовой промышленности составляет 0,02 процента.

В процессе строительства скважины могут возникнуть следующие осложнения процесса бурения:

- Открытое фонтанирование,
- Поглощение промывочной жидкости – частичное или катастрофическое,
- Поглощение тампонажного раствора – частичное или катастрофическое,
- Нарушение устойчивости пород стенок скважины,
- Искривление вертикальности скважины.

Для предупреждения оставления шарошек при разбуривании цементных пробок необходимо не передерживать работу долота на забое, не использовать долото вторично.

Для предупреждения падения посторонних предметов необходимо предусмотреть использование устройства, предупреждающего падение посторонних предметов в скважину.

16.3 Оценка риска аварийных ситуаций

В процессе проведения проектируемых работ существуют природные и техногенные опасности, каждая из которых может стать причиной возникновения аварийной ситуации.

Природные опасности отличаются очень низкой вероятностью за год и в условиях Мангистауской области наиболее вероятными могут быть сильные ветра и высокая температура.

Антропогенные опасности создают более значительный риск возникновения аварийных ситуаций, таких как: нарушение технологии, пожары из-за курения или работы в зимнее время с открытым огнем, технологическая недисциплинированность и др.

Экологические последствия таких ситуаций очень серьезны. Вероятность наступления подобных ситуаций целиком зависит от уровня руководства коллективом и профессионализма персонала.

Уровень тяжести воздействия на компоненты окружающей среды (без учета воздействия на работающий персонал и геологическую среду) при возникновении аварийных ситуаций, представлен в таблице 16.1.

Таблица 16.1

Компонент окружающей среды	Масштаб воздействия			Суммарная значимость воздействия
	интенсивность воздействия	пространственный	временной	
Атмосферный воздух	Слабая (2)	Точечный (1)	Кратковременный (1)	Низкая (2)
Подземные воды	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Почва	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Растительность	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Животный мир	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)

Уровень тяжести воздействия на геологическую среду при возникновении аварийных ситуаций, связанных с поглощением буровых растворов и межпластовых перетоков в процессе строительства скважин, представлен в таблице 16.2.

Таблица 16.2

Компонент окружающей среды	Масштаб воздействия			Суммарная значимость воздействия
	интенсивность воздействия	пространственный	временной	
Подземные воды	Умеренная (3)	Локальная (2)	Временный (2)	Средняя (12)
Геологическая среда	Умеренная (3)	Локальная (2)	Временный (2)	Средняя (12)

Оценка уровня экологического риска приведена в таблице 16.3.

Уровень экологического риска аварий в процессе разработки месторождения является «низкий» - приемлемый риск/воздействие.

Уровень экологического риска аварий, связанных с поглощением буровых растворов и межпластовых перетоков, в процессе строительства скважин является «средний» - риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем.

Таблица 16.3 – Матрица оценки риска аварии

Последствия (воздействия) в баллах	Частота аварий (число случаев в год)					
	$<10^{-6}$	$\geq 10^{-6} < 10^{-4}$	$\geq 10^{-4} < 10^{-3}$	$\geq 10^{-3} < 10^{-1}$	$\geq 10^{-1} < 1$	≥ 1
Компоненты природной среды						

	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10						8						x		
11-21			16		12		12	12				xxxx		
22-32	24											x		
33-43				32								x		
44-54														
55-64														

- Низкий риск (терпимый)
- Средний риск (требуется снижение воздействия)
- Высокий риск (неприемлемый)

16.4 Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости предпринимаются следующие меры:

- уменьшение перепада давления в системе «скважина-пласт» путем изменения параметров промывочной жидкости;
- изоляция поглощающего пласта путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, цементными растворами или пастами;
- бурение без выхода циркуляции, с последующим спуском обсадной колонны.

При газопроявлениях необходимо предпринять следующие меры:

- повысить плотность бурового раствора (в случаях, когда поступления пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине);
- подъем инструмента, во избежание проявления, производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины;
- установить интенсивность проявления в процессе бурения и промывок. Для этого углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции;
- после закрытия преентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления;

- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны;

- о замеченных признаках проявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или в прихватобезопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;

- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;

- долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;

- подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или в прихватобезопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;

- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;

- долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;

- подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород;

- длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост.

Одним из основных видов аварий является возможные разливы нефтепродуктов, выделение газа при открытом фонтанировании скважины.

Произведенная своевременно ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на окружающую среду.

Перечень неотложных мероприятий по ликвидации аварии приведен в таблице 16.4.

Таблица 16.4 - Мероприятия по ликвидации аварий

Перечень мероприятий	Сроки проведения
1. Ликвидировать (отключить, перекрыть, заглушить) источник выделения нефтепродукта, газа.	в течение 1 суток
2. Локализовать разлив, преградив растекание нефтепродукта по поверхности земли сооружением валов, насыпей, дамб, прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек.	в течение 2-х суток
3. Выполнить противопожарное устройство участка, оградив базовый лагерь лигнерализованными полосами шириной не менее 1,4 м, установить предупредительные знаки о запрете сжигания, разведения огня, организовать сторожевую охрану.	в течение 2-х суток
4. Осуществить сбор замазученного грунта и вывоз в пункты утилизации.	в течение 10 суток

В случае возникновения аварий, мероприятия по их ликвидации проводятся по дополнительным планам.

Добыча углеводородного сырья на месторождении Бухарсай будет осуществляться впервые, поэтому недропользователю рекомендуется утвердить и применить «План проведения работ по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций» в соответствии со следующими положениями:

- возможные аварийные ситуации при намечаемой хозяйственной деятельности;
- методы реагирования на аварийные ситуации;
- создание аварийной бригады (численность, состав, руководители, метод оповещения и т.д.);
- фазы реагирования на аварийную ситуацию;
- оснащенность оборудованием, материалами и техникой бригады для локализации и ликвидации разливов;
- методы локализации очагов загрязнения.

16.5 Мероприятия по снижению экологического риска

Основными мерами по предупреждению аварийных ситуаций является строгое соблюдение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

В целях предотвращения аварийных ситуаций на предприятии разработаны специальные мероприятия:

- все конструкции рассчитаны и запроектированы с учетом сейсмических нагрузок;

- установку бурового и технологического оборудования производить на фундаментах, на основе сульфатостойкого портландцемента, с покрытием подземной частью горячим битумом за 2 раза;
- применять буровой раствор без высокотоксичных химических реагентов.

Специалисты недропользователей уверены, что технологические решения и меры безопасности, реализуемые ими при осуществлении данного проекта, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения.

17 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Согласно **Главе 14** Экологического Кодекса Республики Казахстан ст. 128 п.1 «Физические и юридические лица, осуществляющие специальное природопользование, обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

Целями производственного экологического контроля являются:

- получение информации для принятия решений в отношении экологической политики природопользователя, целевых показателей качества окружающей среды и инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- сведение к минимуму воздействия производственных процессов природопользователя на окружающую среду и здоровье человека;
- повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- оперативное упреждающее реагирование на внештатные ситуации;
- формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников природопользователей;
- информирование общественности об экологической деятельности предприятий и рисках для здоровья населения;
- повышение уровня соответствия экологическим требованиям;
- повышение производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды;
- учет экологических рисков при инвестировании и кредитовании.

Производственный экологический контроль проводится природопользователем на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем.

С целью выполнения экологических требований предприятием разрабатывается программа производственного экологического контроля окружающей среды месторождения.

Программа определяет порядок и методы:

- проведение мониторинга за состоянием компонентов природной среды - атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почв, растительного и животного мира;

- выявления последствий аварийных и нештатных ситуаций, связанных с нарушением и загрязнением компонентов окружающей среды;
- проведения отбора проб воздуха, воды, почв, лабораторных исследований и обработки полученных результатов;
- число и месторасположение пунктов наблюдения;
- периодичность отбора проб;
- описание методики отбора проб, проведения анализов и интерпретации результатов;
- составления необходимых документов по результатам проведенного мониторинга.

Согласно разработанной программе должен быть предусмотрен:

Контроль атмосферного воздуха

Наблюдение за состоянием атмосферного воздуха в период разработки месторождения Боркылдакты рекомендуется проводить ежеквартально на границе санитарно-защитной зоны месторождения с определением следующих загрязняющих веществ: диоксида серы, диоксида азота, оксида азота, оксида углерода, нефтяных углеводородов.

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно-допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Усредненные за сутки значения концентраций сопоставляются со среднесуточными значениями ПДКс.с. для населенных мест.

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в свободной атмосфере.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляется в соответствии с утвержденными стандартами:

ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ в воздухе населенных мест»;

ГОСТ 17.2.3.01-77 «Отбор и подготовка проб воздуха».

Кроме контроля качества атмосферного воздуха, на месторождении Боркылдакты предусматривается контроль на основных источниках загрязнения атмосферы, для которых установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (ПДВ). Производственный контроль проводится непосредственно на источниках загрязнения на специально оборудованных точках отбора.

Перечень замеряемых ингредиентов принят по проекту нормативов ПДВ. мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за наблюдением нормативов ПДВ.

Контроль за качеством подземных вод

Мониторинг подземных вод, проводится с целью определения качества грунтовых вод. Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» - *Недропользователем осуществляется контроль через сеть инженерных скважин за состоянием грунтовых вод (по периметру месторождения).*

На период разработки месторождения рекомендуем заложить мониторинговые скважины с целью выявления очагов загрязнения подземных вод.

Химический состав воды контролируется по следующим параметрам: макро-микрохимического состава, нефтепродукты, фенолы, СПАВ, тяжелые металлы.

Частота отбора проб подземных вод должна быть не реже чем 1 раз в квартал. Мониторинг должен осуществляться аккредитованной лабораторией.

Мониторинг почв

На месторождении для наблюдения за динамикой изменения свойств почв должны быть созданы площадки для отбора проб грунта. Географические координаты площадок соответствуют координатам точек (постов) атмосферного мониторинга.

Контроль загрязнения почв на месторождении проводится с учетом определения в пробах: концентрации тяжелых металлов, концентрации углеводородов, удельной радиоактивности естественных радионуклидов.

Наблюдения за загрязнением почв общими нефтепродуктами и тяжелыми металлами (отбор проб) проводится, учитывая возможные сезонные колебания.

Мониторинг растительного покрова

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, *но не менее 1 раза в год.*

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

Мониторинг состояния животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождениях.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6-8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Длина маршрутов определяется емкостью биотопов. Данные учетов пересчитываются на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам (ловушко-линии) с использованием ловушек «Геро» и капканов малого размера. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрывивание, непереваренные остатки пищи – шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методам в полосе шириной 10-50 м, иногда до 500 м (в зависимости от особенностей местности и размеров птиц). Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить *не реже 1 раза в год*.

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

Мониторинг обращения с отходами

На месторождении внедрена система, включающая контроль: за объемом образования отходов, за сбором и накоплением отходов, за состоянием площадок, где расположены контейнеры/емкости для хранения отходов, за транспортировкой отходов на месторождении, за временным хранением и отправкой отходов на специальные предприятия, за выполнением проектных решений по процедурам обработки, вывоза и утилизации отходов.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов должна быть налажена система внутрипромыслового и внешнего учета, контроля и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Мониторинг в период нештатных (аварийных) ситуаций

В случае возникновения аварийной ситуации на объектах месторождения должны руководствоваться разработанным «Планом ликвидации аварии», в котором определяются организация и производство аварийно-восстановительных работ, а также обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидационных работах.

По окончании оперативных аварийно-восстановительных работ, мониторинг состояния окружающей среды будет заключаться в проведении комплексного обследования площади, подвергшейся неблагоприятному воздействию. После определения фактических нарушений, разрабатывается План мероприятий по очистке и восстановлению (реабилитации) территории, частью которого является Программа мониторинговых работ на данной территории.

Мониторинговые наблюдения планируются в зависимости от характера и масштабов нештатных ситуаций. При этом определяются природные среды, состояние которых будет наблюдаться, частота измерений по каждой среде и измеряемые ингредиенты. Мониторинговые работы в период аварийной ситуации отличаются, прежде всего, увеличением частоты измерений (до ежедневных в первые две недели после аварии и еженедельных на протяжении всего цикла реабилитационных работ). Также расширением числа измеряемых загрязняющих веществ. Методы отбора и анализа те же, что предусмотрены в период обычных мониторинговых работ.

После ликвидации аварийной ситуации решается вопрос о переходе вышеуказанных видов наблюдений на постоянно действующий режим мониторинга с корректировкой точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии. Данные наблюдения проводятся на протяжении всего цикла реабилитации территории.

18 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Все стадии разработки документации, обосновывающей намечаемую хозяйственную деятельность - проектной документации, по промышленной разработке нефтяных месторождений определяются в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» № 239 от 15 июня 2018 года.

Настоящий Проект «Материалы оценки воздействия на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Бухарсай был разработан в соответствии с главой 10 «Единых правил...».

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с техническим проектом на бурение скважин в соответствии с главой 13 «Единых правил...».

Мониторинг исполнения проектных документов на разработку месторождения включает в себя сопровождение работы недропользователя по проектному документу в рамках ежегодного авторского надзора с представлением ежегодного отчета в уполномоченный орган в области углеводородов в соответствии с главой 11 «Единых правил...».

Комплексное изучение результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований скважин и пластов в процессе разработки эксплуатационного объекта, а также динамики показателей разработки для установления текущего размещения запасов углеводородов и процессов, протекающих в продуктивных пластах, на предмет выявления необходимости совершенствования системы разработки месторождения выполняется в рамках анализа разработки месторождения в соответствии с главой 12 «Единых правил...».

19 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Красная Книга Казахстана. Алматы, 1995.
2. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. Алматы, 1998 г.
3. Г.М Сухарев. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. Москва, Недра. 1971.
4. В.Н Корценштейн. Гидрогеология Бухаро-Хивинской газонефтеносной области. Москва, Недра. 1964.
5. А.Ф. Ковшарь Редкие животные Казахстана, Алма-Ата, 1986.
6. Редкие птицы и звери Казахстана, Алма-Ата, изд. «Галым», 1991.
7. Млекопитающие Казахстана, 1-4 том, Алма-Ата, изд. «Наука», 1982.
8. Млекопитающие Казахстана. Алма-Ата, 1969-1985 гг. Т.1-6.
9. К.Т. Параскив. Пресмыкающиеся Казахстана. Алма-Ата, 1956.
10. Экологический кодекс Республики Казахстан.
11. Классификатор отходов. Утвержден приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 31 мая 2007 года № 169-п.
12. Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п.
13. Внутренний водопровод и канализация зданий. СНиП 4.01-41-2006.
14. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров» РНД 211.2.02.09-2004.
15. Методика расчета выбросов ВВ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.
16. «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах». ГН Утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168.
17. "Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека", утв. приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169.
18. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

АО «ПККР»I вариант2023 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0001, Печь подогрева ПП-0,63

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$ Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$ Время работы одной топки, час/год, $T = 4800$ Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 241.196$ Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$ Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 241.196 \cdot 10^{-3} = 0.362$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.362 \cdot 4800 \cdot 10^{-3} = 1.738$ Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.362 / 3.6 = 0.1006$ Примесь: 0410 Метан (727*)Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 241.196 \cdot 10^{-3} = 0.362$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.362 \cdot 4800 \cdot 10^{-3} = 1.738$ Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.362 / 3.6 = 0.1006$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.5$ Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$ Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$ Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$ где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 241.196 / 1 = 10636.7$ Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$ Отношение $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$ Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 10636.7 / 2637.7 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.000686$ Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 241.196 \cdot 1.5 = 3120.1$ Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 3120.1 / 3600 = 0.867$ Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 3120.1 \cdot 0.000686 = 2.14$ Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 2.14 \cdot 4800 \cdot 10^{-3} = 10.27$ Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 2.14 / 3.6 = 0.594$ Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$ Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 10.27 = 8.22$ Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.594 = 0.475$ Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 10.27 = 1.335$ Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.594 = 0.0772$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.475	8.22
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0772	1.335
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1006	1.738
0410	Метан (727*)	0.1006	1.738

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6001, Тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в жидкой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, м³, $V = 2$

Коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в аппарате (табл.5.3), $KD = 0.37$

Время работы оборудования, час, $T = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.004 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} / KD = 0.004 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} / 0.37 = 0.0449$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C3 = 72.46$

Выброс, т/год, $M = C3 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 72.46 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.1905$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.1905 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00904$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C4 = 26.8$

Выброс, т/год, $M = C4 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 26.8 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.0705$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.0705 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.003344$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента, %, $C6 = 0.35$

Выброс, т/год, $M = C6 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.35 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.00092$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.00092 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000436$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента, %, $C7 = 0.11$

Выброс, т/год, $M = C7 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.11 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.000289$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000289 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000137$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента, %, $C8 = 0.22$

Выброс, т/год, $M = C8 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.22 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.000578$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000578 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000274$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00904	0.1905
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003344	0.0705
0602	Бензол (64)	0.0000436	0.00092
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000137	0.000289
0621	Метилбензол (349)	0.0000274	0.000578

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6002, Газовый скруббер



Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, м³, $V = 2$

Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 71.4$

Средняя температура в аппарате, К, $T = 298$

Время работы оборудования, час, $T_0 = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN / T} = 0.037 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} \cdot 0.4894868 = 0.0753$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$

Выброс, т/год, $M = C1 / 100 \cdot N \cdot T_0 / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.0753 \cdot 5856 / 1000 = 0.2646$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T_0 / 3600 = 0.2646 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.01255$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$

Выброс, т/год, $M = C2 / 100 \cdot N \cdot T_0 / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.0753 \cdot 5856 / 1000 = 0.1764$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T_0 / 3600 = 0.1764 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00837$

$V = 333$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01255	0.2646
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00837	0.1764

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6003, Дренажная емкость 8м³

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 8$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.39$

$KTMIN = 0.39$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 34$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.81$

$KTMAX = 0.81$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Заглубленный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 8$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{rmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 8$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 5.1008$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.797$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 5.1008 / (0.797 \cdot 8) = 0.8$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VC_{MAX} = 3$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 72$
 $P = 72$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 70$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 70 + 45 = 87$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KT_{MAX} \cdot KB + KT_{MIN}) \cdot KPSR \cdot KOV \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 72 \cdot 87 \cdot (0.81 \cdot 1 + 0.39) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 5.1008 / (10^7 \cdot 0.797) = 0.0003536$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KT_{MAX} \cdot KP_{MAX} \cdot KB \cdot VC_{MAX}) / 10^4 = (0.163 \cdot 72 \cdot 87 \cdot 0.81 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / 10^4 = 0.0248$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{_} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000256$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{_} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0248 / 100 = 0.01797$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{_} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.0000948$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{_} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0248 / 100 = 0.00665$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{_} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000001238$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{_} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000868$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{_} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000000778$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{_} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000546$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{_} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000000389$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{_} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000273$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01797	0.000256
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00665	0.0000948
0602	Бензол (64)	0.0000868	0.000001238
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000273	0.000000389
0621	Метилбензол (349)	0.0000546	0.000000778

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6004, Дренажная емкость 2м³

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 8$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.39$

$KTMIN = 0.39$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 34$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.81$

$KTMAX = 0.81$

Режим эксплуатации, **$NAME = \text{"буферная емкость"}$** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, **$NAME = \text{Заглубленный}$**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **$VI = 2$**

Количество резервуаров данного типа, **$NR = 1$**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **$KNR = 1$**

Категория веществ, **$NAME = \text{А, Б, В}$**

Значение K_{psr} (Прил.8), **$KPSR = 0.1$**

Значение K_{rmax} (Прил.8), **$KPM = 0.1$**

Коэффициент, **$KPSR = 0.1$**

Коэффициент, **$KPMAX = 0.1$**

Общий объем резервуаров, м³, **$V = 2$**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **$B = 1.2752$**

Плотность смеси, т/м³, **$RO = 0.797$**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **$NN = B / (RO \cdot V) = 1.2752 / (0.797 \cdot 2) = 0.8$**

Коэффициент (Прил. 10), **$KOB = 2.5$**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, **$VCMAX = 3$**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **$PS = 72$**

, **$P = 72$**

Коэффициент, **$KB = 1$**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **$TKIP = 70$**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **$MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 70 + 45 = 87$**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **$M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 72 \cdot 87 \cdot (0.81 \cdot 1 + 0.39) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 1.2752 / (10^7 \cdot 0.797) = 0.0000884$**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **$G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 72 \cdot 87 \cdot 0.81 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / 10^4 = 0.0248$**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 72.46$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.000064$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0248 / 100 = 0.01797$**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 26.8$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.0000237$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0248 / 100 = 0.00665$**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.35$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.0000003094$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000868$**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.22$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.0000001945$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000546$**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.11$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.0000000972$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000273$**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01797	0.000064
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00665	0.0000237
0602	Бензол (64)	0.0000868	0.0000003094
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000273	9.72e-8
0621	Метилбензол (349)	0.0000546	0.0000001945

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения №№ 6005-6013, Площадки скважин: №3, №5, №6, №7, №11, №21, №22, №23, №24 (2023 год)

Источники загрязнения №№ 6005-6015, Площадки скважин: №3, №5, №6, №7, №11, №21, №22, №23, №24, №2, №10 (2025 год)

Расчет выполнен на 1 источник

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов от 29 июля 2011 года № 196-п

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 1.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 1.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.0355$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0355 / 3.6 = 0.00986$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00986 \cdot 72.46 / 100 = 0.00714$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00714 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.225$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00986 \cdot 26.8 / 100 = 0.00264$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0833$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00986 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000345$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000345 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001088$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00986 \cdot 0.11 / 100 = 0.00001085$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001085 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000342$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00986 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000217$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000217 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000684$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 72.46 / 100 = 0.00001594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000503$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 26.8 / 100 = 0.0000059$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000059 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000186$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000077$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000077 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000243$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001526$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/з</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00714	0.225503
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00264	0.083486
0602	Бензол (64)	0.0000345	0.00109043
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001085	0.000342763
0621	Метилбензол (349)	0.0000217	0.000685526

II вариант (рекомендуемый)

2023 г. и 2025 г.

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0001, Печь подогрева ПП-0,63

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 4800$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 241.196$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 241.196 \cdot 10^{-3} = 0.362$



Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.362 \cdot 4800 \cdot 10^{-3} = 1.738$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.362 / 3.6 = 0.1006$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.26), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 241.196 \cdot 10^{-3} = 0.362$
 Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.362 \cdot 4800 \cdot 10^{-3} = 1.738$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.362 / 3.6 = 0.1006$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 241.196 / 1 = 10636.7$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$

Концентрация окислов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 10636.7 / 2637.7 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.000686$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 241.196 \cdot 1.5 = 3120.1$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 3120.1 / 3600 = 0.867$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 3120.1 \cdot 0.000686 = 2.14$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 2.14 \cdot 4800 \cdot 10^{-3} = 10.27$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 2.14 / 3.6 = 0.594$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 10.27 = 8.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.594 = 0.475$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 10.27 = 1.335$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.594 = 0.0772$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.475	8.22
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0772	1.335
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1006	1.738
0410	Метан (727*)	0.1006	1.738

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6001, Тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в жидкой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, м³, $V = 2$

Коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в аппарате (табл.5.3), $KD = 0.37$

Время работы оборудования, час, $T = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.004 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} / KD = 0.004 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} / 0.37 = 0.0449$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C3 = 72.46$

Выброс, т/год, $\underline{M} = C3 / 100 \cdot N \cdot \underline{T} / 1000 = 72.46 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.285$

Выброс, г/с, $\underline{G} = \underline{M} \cdot 10^6 / \underline{T} / 3600 = 0.285 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00904$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C4 = 26.8$

Выброс, т/год, $\underline{M} = C4 / 100 \cdot N \cdot \underline{T} / 1000 = 26.8 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.1054$

Выброс, г/с, $\underline{G} = \underline{M} \cdot 10^6 / \underline{T} / 3600 = 0.1054 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00334$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента, %, $C6 = 0.35$

Выброс, т/год, $\underline{M} = C6 / 100 \cdot N \cdot \underline{T} / 1000 = 0.35 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.001377$

Выброс, г/с, $\underline{G} = \underline{M} \cdot 10^6 / \underline{T} / 3600 = 0.001377 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000437$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента, %, $C7 = 0.11$

Выброс, т/год, $\underline{M} = C7 / 100 \cdot N \cdot \underline{T} / 1000 = 0.11 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.000433$

Выброс, г/с, $\underline{G} = \underline{M} \cdot 10^6 / \underline{T} / 3600 = 0.000433 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00001373$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента, %, $C8 = 0.22$

Выброс, т/год, $\underline{M} = C8 / 100 \cdot N \cdot \underline{T} / 1000 = 0.22 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.000865$

Выброс, г/с, $\underline{G} = \underline{M} \cdot 10^6 / \underline{T} / 3600 = 0.000865 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00002743$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00904	0.285
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00334	0.1054
0602	Бензол (64)	0.0000437	0.001377
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001373	0.000433
0621	Метилбензол (349)	0.00002743	0.000865

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6002, Газовый скруббер

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, мЗ, $V = 2$

Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 71.4$

Средняя температура в аппарате, К, $T = 298$

Время работы оборудования, час, $\underline{T} = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN / T} = 0.037 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} \cdot 0.4894868 = 0.0753$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$

Выброс, т/год, $\underline{M} = C1 / 100 \cdot N \cdot \underline{T} / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.0753 \cdot 8760 / 1000 = 0.396$

Выброс, г/с, $\underline{G} = \underline{M} \cdot 10^6 / \underline{T} / 3600 = 0.396 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.01256$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$

Выброс, т/год, $\underline{M} = C2 / 100 \cdot N \cdot \underline{T} / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.0753 \cdot 8760 / 1000 = 0.264$

$$\text{Выброс, г/с, } _G_ = _M_ \cdot 10^6 / _T_ / 3600 = 0.264 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00837$$

$$_V_ = 333$$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01256	0.396
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00837	0.264

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6003, Дренажная емкость 8м3

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 8**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.39**

KTMIN = 0.39

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 34**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.81**

KTMAX = 0.81

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Заглубленный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 8**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 8**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 5.1008**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.797**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 5.1008 / (0.797 · 8) = 0.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 3**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 72**

, **P = 72**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 70**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 70 + 45 = 87**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · V / (10⁷ · RO) = 0.294 · 72 · 87 · (0.81 · 1 + 0.39) · 0.1 · 2.5 · 5.1008 / (10⁷ · 0.797) = 0.0003536**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 72 · 87 · 0.81 · 0.1 · 1 · 3) / 10⁴ = 0.0248**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.0003536 / 100 = 0.000256**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0248 / 100 = 0.01797**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.0003536 / 100 = 0.0000948**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0248 / 100 = 0.00665**

Примесь: 0602 Бензол (64)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000001238$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000868$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000000778$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000546$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000000389$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000273$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01797	0.000256
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00665	0.0000948
0602	Бензол (64)	0.0000868	0.000001238
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000273	0.000000389
0621	Метилбензол (349)	0.0000546	0.000000778

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ***Источник загрязнения № 6004, Дренажная емкость 2м3***

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 8$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.39$ $KTMIN = 0.39$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 34$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.81$ $KTMAX = 0.81$ Режим эксплуатации, $_NAME_ =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)Конструкция резервуаров, $_NAME_ =$ **Заглубленный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $_NAME_ =$ **А, Б, В**Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 2$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 1.2752$ Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.797$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 1.2752 / (0.797 \cdot 2) = 0.8$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 3$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 72$, $P = 72$ Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 70$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 70 + 45 = 87$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot V / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 72 \cdot 87 \cdot (0.81 \cdot 1 + 0.39) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 1.2752 / (10^7 \cdot 0.797) = 0.0000884$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 72 \cdot 87 \cdot 0.81 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / 10^4 = 0.0248$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.000064$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0248 / 100 = 0.01797$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.0000237$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0248 / 100 = 0.00665$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.000003094$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000868$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.000001945$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000546$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.000000972$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000273$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01797	0.000064
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00665	0.0000237
0602	Бензол (64)	0.0000868	0.000003094
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000273	9.72e-8
0621	Метилбензол (349)	0.0000546	0.000001945

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения №№ 6005-6017, Площадки скважин: №3, №5, №6, №7, №11, №21, №22, №23, №24, №25, №26, №27, №28 (2023 г.)

Источники загрязнения №№ 6005-6020, Площадки скважин: №3, №5, №6, №7, №11, №21, №22, №23, №24, №25, №26, №27, №28, №29, №2, №10 (2025 г.)

Расчет выполнен на 1 источник

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов от 29 июля 2011 года № 196-п

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.00949$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00949 / 3.6 = 0.002636$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 72.46 / 100 = 0.00191$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00191 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0602$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 26.8 / 100 = 0.000706$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02226$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.35 / 100 = 0.00000923$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000923 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000291$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000029$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000029 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000915$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000058$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000058 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000183$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{год}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 72.46 / 100 = 0.00001594$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000503$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 26.8 / 100 = 0.0000059$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000059 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000186$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000077$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000077 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000243$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000242$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001526$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00191	0.060703
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000706	0.022446
0602	Бензол (64)	0.00000923	0.00029343
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000029	0.000092263
0621	Метилбензол (349)	0.0000058	0.000184526

III вариант

2023 г. и 2025 г.

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0001, Печь подогрева ПП-0,63

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топков, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топков, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 6912$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 241.196$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $VB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 241.196 \cdot 10^{-3} = 0.362$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.362 \cdot 6912 \cdot 10^{-3} = 2.5$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.362 / 3.6 = 0.1006$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 241.196 \cdot 10^{-3} = 0.362$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.362 \cdot 6912 \cdot 10^{-3} = 2.5$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.362 / 3.6 = 0.1006$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 241.196 / 1 = 10636.7$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 10636.7 / 2637.7 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.000686$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 241.196 \cdot 1.5 = 3120.1$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 3120.1 / 3600 = 0.867$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 3120.1 \cdot 0.000686 = 2.14$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 2.14 \cdot 6912 \cdot 10^{-3} = 14.8$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 2.14 / 3.6 = 0.594$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 14.8 = 11.84$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.594 = 0.475$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 14.8 = 1.924$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.594 = 0.0772$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.475	11.84
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0772	1.924
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1006	2.5
0410	Метан (727*)	0.1006	2.5

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6001, Тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в жидкой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, м³, $V = 2$

Коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в аппарате (табл.5.3), $KD = 0.37$

Время работы оборудования, час, $T = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.004 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} / KD = 0.004 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} / 0.37 = 0.0449$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C3 = 72.46$

Выброс, т/год, $M = C3 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 72.46 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.285$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.285 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00904$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C4 = 26.8$

Выброс, т/год, $M = C4 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 26.8 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.1054$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.1054 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00334$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента, %, $C6 = 0.35$

Выброс, т/год, $M = C6 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.35 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.001377$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.001377 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000437$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента, %, $C7 = 0.11$

Выброс, т/год, $M = C7 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.11 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.000433$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000433 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00001373$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента, %, $C8 = 0.22$

Выброс, т/год, $M = C8 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.22 / 100 \cdot 0.0449 \cdot 8760 / 1000 = 0.000865$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000865 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00002743$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00904	0.285
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00334	0.1054
0602	Бензол (64)	0.0000437	0.001377
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001373	0.000433
0621	Метилбензол (349)	0.00002743	0.000865

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6002, Газовый скруббер

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, м³, $V = 2$

Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 71.4$

Средняя температура в аппарате, К, $T = 298$

Время работы оборудования, час, $T = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN / T} = 0.037 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} \cdot 0.4894868 = 0.0753$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$

Выброс, т/год, $M = C1 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.0753 \cdot 8760 / 1000 = 0.396$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.396 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.01256$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$

Выброс, т/год, $M = C2 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.0753 \cdot 8760 / 1000 = 0.264$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.264 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00837$

$V = 333$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01256	0.396
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00837	0.264

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6003, Дренажная емкость 8м³

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 8$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.39$

$KTMIN = 0.39$

Максимальная температура смеси, гр.С, **$TMAX = 34$**

Коэффициент Kt (Прил.7), **$KT = 0.81$**

$KTMAX = 0.81$

Режим эксплуатации, **$NAME = \text{"буферная емкость"}$** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, **$NAME = \text{Заглубленный}$**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **$VI = 8$**

Количество резервуаров данного типа, **$NR = 1$**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **$KNR = 1$**

Категория веществ, **$NAME = \text{А, Б, В}$**

Значение Kpsr(Прил.8), **$KPSR = 0.1$**

Значение Kpmax(Прил.8), **$KPM = 0.1$**

Коэффициент, **$KPSR = 0.1$**

Коэффициент, **$KPMAX = 0.1$**

Общий объем резервуаров, м3, **$V = 8$**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **$B = 5.1008$**

Плотность смеси, т/м3, **$RO = 0.797$**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **$NN = B / (RO \cdot V) = 5.1008 / (0.797 \cdot 8) = 0.8$**

Коэффициент (Прил. 10), **$KOB = 2.5$**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **$VCMAX = 3$**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **$PS = 72$**

, **$P = 72$**

Коэффициент, **$KB = 1$**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **$TKIP = 70$**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **$MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 70 + 45 = 87$**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **$M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 72 \cdot 87 \cdot (0.81 \cdot 1 + 0.39) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 5.1008 / (10^7 \cdot 0.797) = 0.0003536$**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **$G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 72 \cdot 87 \cdot 0.81 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / 10^4 = 0.0248$**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 72.46$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000256$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0248 / 100 = 0.01797$**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 26.8$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.0000948$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0248 / 100 = 0.00665$**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.35$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000001238$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000868$**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.22$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000000778$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000546$**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.11$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0003536 / 100 = 0.000000389$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000273$**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01797	0.000256
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00665	0.0000948
0602	Бензол (64)	0.0000868	0.000001238

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000273	0.000000389
0621	Метилбензол (349)	0.0000546	0.000000778

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6004, Дренажная емкость 2м3

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 8**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.39**

KTMIN = 0.39

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 34**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.81**

KTMAX = 0.81

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Заглубленный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 2**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 1.2752**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.797**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 1.2752 / (0.797 · 2) = 0.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 3**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 72**

, **P = 72**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 70**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 70 + 45 = 87**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 72 · 87 · (0.81 · 1 + 0.39) · 0.1 · 2.5 · 1.2752 / (10⁷ · 0.797) = 0.0000884**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 72 · 87 · 0.81 · 0.1 · 1 · 3) / 10⁴ = 0.0248**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.0000884 / 100 = 0.000064**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0248 / 100 = 0.01797**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.0000884 / 100 = 0.0000237**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0248 / 100 = 0.00665**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.0000884 / 100 = 0.0000003094**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000868$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.0000001945$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000546$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0000884 / 100 = 0.0000000972$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000273$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01797	0.000064
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00665	0.0000237
0602	Бензол (64)	0.0000868	0.000003094
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000273	9.72e-8
0621	Метилбензол (349)	0.0000546	0.0000001945

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения №№ 6005-6015, Площадки скважин: №3, №5, №6, №7, №11, №21, №22, №23, №24, №25, №26 (2023 г.)

Источники загрязнения №№ 6005-6018, Площадки скважин: №3, №5, №6, №7, №11, №21, №22, №23, №24, №25, №26, №27, №2, №10 (2025 г.)

Расчет выполнен на 1 источник

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов от 29 июля 2011 года № 196-п

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.00949$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00949 / 3.6 = 0.002636$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 72.46 / 100 = 0.00191$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00191 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0602$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 26.8 / 100 = 0.000706$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02226$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.35 / 100 = 0.00000923$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000923 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000291$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000029$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000029 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000915$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000058$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000058 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000183$

Наименование оборудования: *Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)*

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 72.46 / 100 = 0.00001594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000503$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 26.8 / 100 = 0.0000059$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000059 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000186$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000077$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000077 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000243$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001526$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00191	0.060703
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000706	0.022446
0602	Бензол (64)	0.00000923	0.00029343
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000029	0.000092263
0621	Метилбензол (349)	0.0000058	0.000184526

ТОО «САУТС-ОЙЛ» (Южная часть)

I вариант

2023 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0101, Свеча дренажной емкости 12,5 м3

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 8**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.39**

KTMIN = 0.39

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 34**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.81**

KTMAX = 0.81

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Заглубленный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 12.5**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 12.5**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 7.97**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.797**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 7.97 / (0.797 · 12.5) = 0.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 3**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 72**

, **P = 72**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 70**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 70 + 45 = 87**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 72 · 87 · (0.81 · 1 + 0.39) · 0.1 · 2.5 · 7.97 / (10⁷ · 0.797) = 0.000552**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 72 · 87 · 0.81 · 0.1 · 1 · 3) / 10⁴ = 0.0248**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.000552 / 100 = 0.0004**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0248 / 100 = 0.01797**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.000552 / 100 = 0.000148**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0248 / 100 = 0.00665**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.000552 / 100 = 0.000001932**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000868$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.000552 / 100 = 0.000001214$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000546$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.000552 / 100 = 0.000000607$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000273$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01797	0.0004
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00665	0.000148
0602	Бензол (64)	0.0000868	0.00001932
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000273	0.000000607
0621	Метилбензол (349)	0.0000546	0.00001214

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 0102-0103, Печь подогрева ПП-0,63, №1 и №2

Список литературы:

"Сборник методов по расчету выбросов вредных в атмосферу

различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $\underline{T} = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 126.387$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 126.387 \cdot 10^{-3} = 0.1896$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = N \cdot M \cdot \underline{T} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1896 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.66$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\underline{G} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1896 / 3.6 = 0.0527$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 126.387 \cdot 10^{-3} = 0.1896$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = N \cdot M \cdot \underline{T} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1896 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.66$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\underline{G} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1896 / 3.6 = 0.0527$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 126.387 / 1 = 5573.7$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$

Отношение Vсг/Vг при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$

Концентрация окислов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 5573.7 / 2637.7 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.0003596$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 126.387 \cdot 1.5 = 1634.9$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $\underline{VO} = VR / 3600 = 1634.9 / 3600 = 0.454$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1634.9 \cdot 0.0003596 = 0.588$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot \underline{T} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.588 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 5.15$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.588 / 3.6 = 0.1633$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO_2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 5.15 = 4.12$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO_2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.1633 = 0.1306$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 5.15 = 0.67$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.1633 = 0.02123$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1306	4.12
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02123	0.67
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0527	1.66
0410	Метан (727*)	0.0527	1.66

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 0104, Дизельная электростанция, 184 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 317.21

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 184

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 196.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 450

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P, \text{ кг/с} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 196.8 \cdot 184 = 0.315761664 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 450 / 273) = 0.494647303 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.315761664 / 0.494647303 = 0.638357193 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек	т/год	%	г/сек	т/год
-----	---------	-------	-------	---	-------	-------

		без очистки	без очистки	очистки	с очисткой	с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3925333	10.15072	0	0.3925333	10.15072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0637867	1.649492	0	0.0637867	1.649492
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0255556	0.63442	0	0.0255556	0.63442
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0613333	1.58605	0	0.0613333	1.58605
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3168889	8.24746	0	0.3168889	8.24746
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000174	0	0.0000006	0.0000174
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0061333	0.158605	0	0.0061333	0.158605
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1482222	3.80652	0	0.1482222	3.80652

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6101, Двухфазный сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в жидкой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, м³, $V = 2$

Коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в аппарате (табл.5.3), $KD = 0.38$

Время работы оборудования, час, $T = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.004 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} / KD = 0.004 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} / 0.38 = 0.04375$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C3 = 72.46$

Выброс, т/год, $M = C3 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 72.46 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 8760 / 1000 = 0.1856$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.1856 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0088$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C4 = 26.8$

Выброс, т/год, $M = C4 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 26.8 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 8760 / 1000 = 0.0687$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.0687 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00326$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента, %, $C6 = 0.35$

Выброс, т/год, $M = C6 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.35 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 8760 / 1000 = 0.000897$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000897 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00004255$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента, %, $C7 = 0.11$

Выброс, т/год, $M = C7 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.11 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 8760 / 1000 = 0.000282$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000282 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00001338$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента, %, $C8 = 0.22$

Выброс, т/год, $M = C8 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.22 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 8760 / 1000 = 0.000564$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000564 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00002675$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0088	0.1856
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00326	0.0687
0602	Бензол (64)	0.00004255	0.000897

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001338	0.000282
0621	Метилбензол (349)	0.00002675	0.000564

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6102, Тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в жидкой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, м³, $V = 2$

Коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в аппарате (табл.5.3), $KD = 0.38$

Время работы оборудования, час, $T = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.004 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} / KD = 0.004 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} / 0.38 = 0.04375$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C3 = 72.46$

Выброс, т/год, $M = C3 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 72.46 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 8760 / 1000 = 0.1856$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.1856 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0088$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C4 = 26.8$

Выброс, т/год, $M = C4 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 26.8 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 8760 / 1000 = 0.0687$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.0687 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00326$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента, %, $C6 = 0.35$

Выброс, т/год, $M = C6 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.35 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 8760 / 1000 = 0.000897$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000897 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00004255$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента, %, $C7 = 0.11$

Выброс, т/год, $M = C7 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.11 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 8760 / 1000 = 0.000282$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000282 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00001338$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента, %, $C8 = 0.22$

Выброс, т/год, $M = C8 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.22 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 8760 / 1000 = 0.000564$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000564 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.00002675$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0088	0.1856
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00326	0.0687
0602	Бензол (64)	0.00004255	0.000897
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001338	0.000282
0621	Метилбензол (349)	0.00002675	0.000564

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6103-6104, Блок дозирования реагента №1 и №2

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Метанол**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -13$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.18$

$KTMIN = 0.18$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 40$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.92$

$KTMAX = 0.92$

Режим эксплуатации, $NAME =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ Наземный вертикальный

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 5$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ А, Б, В

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 5$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 0.0040$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.950$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 0.004 / (0.95 \cdot 5) = 0.000842$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 3$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 121.4$

, $P = 121.4$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 67.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 67.7 + 45 = 85.6$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 121.4 \cdot 85.6 \cdot (0.92 \cdot 1 + 0.18) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 0.004 / (10^7 \cdot 0.95) = 0.000000354$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 121.4 \cdot 85.6 \cdot 0.92 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / 10^4 = 0.04675$

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000000354 / 100 = 0.000000354$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.04675 / 100 = 0.04675$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.04675	0.000000354

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6105-6110 Площадки скважин № 61, № 63, № 64, № 65, № 66, № 67 (2023 г.)

Расчет выполнен на 1 источник

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов от 29 июля 2011 года № 196-п

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.00949$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00949 / 3.6 = 0.002636$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 72.46 / 100 = 0.00191$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00191 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0602$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 26.8 / 100 = 0.000706$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02226$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.35 / 100 = 0.00000923$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000923 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000291$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000029$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000029 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000915$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000058$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000058 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000183$

Наименование оборудования: *Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)*

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 72.46 / 100 = 0.00001594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000503$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 26.8 / 100 = 0.0000059$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000059 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000186$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000077$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000077 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000243$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001526$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
-----------	-------------------	-------------------	-------------------

Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00191	0.060703
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000706	0.022446
0602	Бензол (64)	0.00000923	0.00029343
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000029	0.000092263
0621	Метилбензол (349)	0.0000058	0.000184526

II рекомендуемый вариант

2023 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0101, Свеча дренажной емкости 12,5 м3

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 8**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.39**

KTMIN = 0.39

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 34**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.81**

KTMAX = 0.81

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Заглубленный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 12.5**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 12.5**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 7.97**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.797**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 7.97 / (0.797 · 12.5) = 0.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 3**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 72**

, **P = 72**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 70**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 70 + 45 = 87**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 72 · 87 · (0.81 · 1 + 0.39) · 0.1 · 2.5 · 7.97 / (10⁷ · 0.797) = 0.000552**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 72 · 87 · 0.81 · 0.1 · 1 · 3) / 10⁴ = 0.0248**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.000552 / 100 = 0.0004$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0248 / 100 = 0.01797$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.000552 / 100 = 0.000148$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0248 / 100 = 0.00665$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.000552 / 100 = 0.000001932$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000868$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.000552 / 100 = 0.000001214$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000546$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.000552 / 100 = 0.000000607$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000273$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.01797	0.0004
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00665	0.000148
0602	Бензол (64)	0.0000868	0.000001932
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000273	0.000000607
0621	Метилбензол (349)	0.0000546	0.000001214

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 0102-0103, Печь подогрева ПП-0,63, №1 и №2

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
 п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $\underline{T}_- = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 126.387$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 126.387 \cdot 10^{-3} = 0.1896$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = N \cdot M \cdot \underline{T}_- \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1896 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.66$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\underline{G}_- = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1896 / 3.6 = 0.0527$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 126.387 \cdot 10^{-3} = 0.1896$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = N \cdot M \cdot \underline{T}_- \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1896 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.66$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\underline{G}_- = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1896 / 3.6 = 0.0527$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 126.387 / 1 = 5573.7$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 5573.7 / 2637.7 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.0003596$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 126.387 \cdot 1.5 = 1634.9$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 1634.9 / 3600 = 0.454$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1634.9 \cdot 0.0003596 = 0.588$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.588 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 5.15$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.588 / 3.6 = 0.1633$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 5.15 = 4.12$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.1633 = 0.1306$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 5.15 = 0.67$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.1633 = 0.02123$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1306	4.12
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02123	0.67
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0527	1.66
0410	Метан (727*)	0.0527	1.66

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 0104, Дизельная электростанция, 184 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 317.21

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 184

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 196.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 450

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 196.8 \cdot 184 = 0.315761664 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 450 / 273) = 0.494647303 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.315761664 / 0.494647303 = 0.638357193 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{и}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов $q_{и}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3925333	10.15072	0	0.3925333	10.15072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0637867	1.649492	0	0.0637867	1.649492
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0255556	0.63442	0	0.0255556	0.63442
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0613333	1.58605	0	0.0613333	1.58605
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3168889	8.24746	0	0.3168889	8.24746
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000174	0	0.0000006	0.0000174
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0061333	0.158605	0	0.0061333	0.158605
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1482222	3.80652	0	0.1482222	3.80652

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6101, Двухфазный сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в жидкой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, м³, $V = 2$

Коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в аппарате (табл.5.3), $KD = 0.38$

Время работы оборудования, час, $T = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.004 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} / KD = 0.004 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} / 0.38 = 0.04375$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C3 = 72.46$

Выброс, т/год, $M = C3 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 72.46 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.1856$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.1856 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.0088$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C4 = 26.8$

Выброс, т/год, $M = C4 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 26.8 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.0687$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.0687 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00326$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента, %, $C6 = 0.35$

Выброс, т/год, $M = C6 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.35 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000897$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000897 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00004255$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента, %, $C7 = 0.11$

Выброс, т/год, $M = C7 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.11 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000282$
 Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000282 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00001338$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента, %, $C8 = 0.22$

Выброс, т/год, $M = C8 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.22 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000564$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000564 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00002675$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0088	0.1856
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00326	0.0687
0602	Бензол (64)	0.00004255	0.000897
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001338	0.000282
0621	Метилбензол (349)	0.00002675	0.000564

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6102, Тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в жидкой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, м³, $V = 2$

Коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в аппарате (табл.5.3), $KD = 0.38$

Время работы оборудования, час, $T = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.004 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} / KD = 0.004 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} / 0.38 = 0.04375$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C3 = 72.46$

Выброс, т/год, $M = C3 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 72.46 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.1856$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.1856 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.0088$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C4 = 26.8$

Выброс, т/год, $M = C4 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 26.8 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.0687$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.0687 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00326$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента, %, $C6 = 0.35$

Выброс, т/год, $M = C6 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.35 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000897$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000897 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00004255$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента, %, $C7 = 0.11$

Выброс, т/год, $M = C7 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.11 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000282$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000282 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00001338$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента, %, $C8 = 0.22$

Выброс, т/год, $M = C8 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.22 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000564$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000564 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00002675$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0088	0.1856
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00326	0.0687
0602	Бензол (64)	0.00004255	0.000897
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001338	0.000282

0621	Метилбензол (349)	0.00002675	0.000564
------	-------------------	------------	----------

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6103-6104, Блок дозирования реагента №1 и №2

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Метанол**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -13**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.18**

KTMIN = 0.18

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 40**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.92**

KTMAX = 0.92

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 5**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 5**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 0.0040**

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.950**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 0.004 / (0.95 · 5) = 0.000842**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, **VCMAX = 3**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 121.4**

, **P = 121.4**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 67.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 67.7 + 45 = 85.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · V / (10⁷ · RO) = 0.294 · 121.4 · 85.6 · (0.92 · 1 + 0.18) · 0.1 · 2.5 · 0.004 / (10⁷ · 0.95) = 0.000000354**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 121.4 · 85.6 · 0.92 · 0.1 · 1 · 3) / 10⁴ = 0.04675**

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 100 · 0.000000354 / 100 = 0.000000354**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 100 · 0.04675 / 100 = 0.04675**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.04675	0.000000354

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 6105-6111 Площадки скважин № 61, № 63, № 64, № 65, № 66, № 67, №68 (2023 г.)

Расчет выполнен на 1 источник

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов от 29 июля 2011 года № 196-п

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.00949$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00949 / 3.6 = 0.002636$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 72.46 / 100 = 0.00191$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00191 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0602$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 26.8 / 100 = 0.000706$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02226$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.35 / 100 = 0.00000923$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000923 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000291$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000029$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000029 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000915$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000058$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000058 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000183$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 72.46 / 100 = 0.00001594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000503$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 26.8 / 100 = 0.0000059$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000059 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000186$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000077$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000077 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000243$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001526$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/г</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00191	0.060703
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000706	0.022446
0602	Бензол (64)	0.00000923	0.00029343
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000029	0.000092263
0621	Метилбензол (349)	0.0000058	0.000184526

III вариант

2023 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 0101, Свеча дренажной емкости 12,5 м³

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 8$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.39$

$KTMIN = 0.39$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 34$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.81$

$KTMAX = 0.81$

Режим эксплуатации, $NAME =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Заглубленный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 12.5$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAx = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 12.5$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 7.97$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.797$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 7.97 / (0.797 \cdot 12.5) = 0.8$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 3$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 72$, $P = 72$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 70$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 70 + 45 = 87$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 72 \cdot 87 \cdot (0.81 \cdot 1 + 0.39) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 7.97 / (10^7 \cdot 0.797) = 0.000552$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 72 \cdot 87 \cdot 0.81 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / 10^4 = 0.0248$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{CI} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.000552 / 100 = 0.0004$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{CI} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0248 / 100 = 0.01797$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{CI} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.000552 / 100 = 0.000148$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{CI} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0248 / 100 = 0.00665$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{CI} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.000552 / 100 = 0.000001932$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{CI} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000868$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{CI} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.000552 / 100 = 0.000001214$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{CI} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000546$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{CI} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.000552 / 100 = 0.000000607$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{CI} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0248 / 100 = 0.0000273$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01797	0.0004
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00665	0.000148
0602	Бензол (64)	0.0000868	0.000001932
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000273	0.000000607
0621	Метилбензол (349)	0.0000546	0.000001214

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 0102-0103, Печь подогрева ПП-0,63, №1 и №2

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 126.387$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $VB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 126.387 \cdot 10^{-3} = 0.1896$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1896 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.66$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1896 / 3.6 = 0.0527$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 126.387 \cdot 10^{-3} = 0.1896$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1896 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.66$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1896 / 3.6 = 0.0527$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 126.387 / 1 = 5573.7$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$

Отношение $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$

Концентрация окислов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 5573.7 / 2637.7 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.0003596$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 126.387 \cdot 1.5 = 1634.9$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 1634.9 / 3600 = 0.454$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1634.9 \cdot 0.0003596 = 0.588$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.588 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 5.15$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.588 / 3.6 = 0.1633$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 5.15 = 4.12$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.1633 = 0.1306$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 5.15 = 0.67$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.1633 = 0.02123$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1306	4.12
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02123	0.67
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0527	1.66
0410	Метан (727*)	0.0527	1.66

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения № 0104, Дизельная электростанция, 184 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{\text{год}}$, т, 317.21

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 184

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 196.8

Температура отработавших газов $T_{\text{ог}}$, К, 450

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 196.8 \cdot 184 = 0.315761664 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 450 / 273) = 0.494647303 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.315761664 / 0.494647303 = 0.638357193 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3925333	10.15072	0	0.3925333	10.15072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0637867	1.649492	0	0.0637867	1.649492
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0255556	0.63442	0	0.0255556	0.63442
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0613333	1.58605	0	0.0613333	1.58605
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3168889	8.24746	0	0.3168889	8.24746
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000174	0	0.0000006	0.0000174
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0061333	0.158605	0	0.0061333	0.158605
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1482222	3.80652	0	0.1482222	3.80652

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6101, Двухфазный сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в жидкой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$ Объем аппарата, м³, $V = 2$ Коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в аппарате (табл.5.3), $KD = 0.38$ Время работы оборудования, час, $T = 8760$ Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.004 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} / KD = 0.004 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} / 0.38 = 0.04375$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**

Массовая концентрация компонента, %, $C3 = 72.46$
 Выброс, т/год, $M = C3 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 72.46 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.1856$
 Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.1856 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.0088$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C4 = 26.8$
 Выброс, т/год, $M = C4 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 26.8 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.0687$
 Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.0687 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00326$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента, %, $C6 = 0.35$
 Выброс, т/год, $M = C6 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.35 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000897$
 Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000897 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00004255$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента, %, $C7 = 0.11$
 Выброс, т/год, $M = C7 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.11 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000282$
 Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000282 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00001338$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента, %, $C8 = 0.22$
 Выброс, т/год, $M = C8 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.22 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000564$
 Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000564 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00002675$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0088	0.1856
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00326	0.0687
0602	Бензол (64)	0.00004255	0.000897
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001338	0.000282
0621	Метилбензол (349)	0.00002675	0.000564

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения № 6102, Тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в жидкой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 3000$

Объем аппарата, м³, $V = 2$

Коэффициент, зависящий от средней температуры кипения жидкости и средней температуры в аппарате (табл.5.3), $KD = 0.38$

Время работы оборудования, час, $T = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.004 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} / KD = 0.004 \cdot (3000 \cdot 2 / 1011)^{0.8} / 0.38 = 0.04375$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C3 = 72.46$
 Выброс, т/год, $M = C3 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 72.46 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.1856$
 Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.1856 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.0088$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C4 = 26.8$
 Выброс, т/год, $M = C4 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 26.8 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.0687$
 Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.0687 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00326$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента, %, $C6 = 0.35$
 Выброс, т/год, $M = C6 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.35 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000897$
 Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000897 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00004255$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента, %, $C7 = 0.11$

Выброс, т/год, $M = C7 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.11 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000282$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000282 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00001338$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента, %, $C8 = 0.22$

Выброс, т/год, $M = C8 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.22 / 100 \cdot 0.04375 \cdot 5856 / 1000 = 0.000564$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.000564 \cdot 10^6 / 5856 / 3600 = 0.00002675$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0088	0.1856
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00326	0.0687
0602	Бензол (64)	0.00004255	0.000897
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001338	0.000282
0621	Метилбензол (349)	0.00002675	0.000564

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения № 6103-6104, Блок дозирования реагента №1 и №2**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Метанол**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -13**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.18**

KTMIN = 0.18

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 40**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.92**

KTMAX = 0.92

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 5**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 5**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 0.0040**

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.950**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 0.004 / (0.95 · 5) = 0.000842**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, **VCMAX = 3**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 121.4**

, **P = 121.4**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 67.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 67.7 + 45 = 85.6**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 121.4 · 85.6 · (0.92 · 1 + 0.18) · 0.1 · 2.5 · 0.004 / (10⁷ · 0.95) = 0.000000354**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 121.4 · 85.6 · 0.92 · 0.1 · 1 · 3) / 10⁴ = 0.04675**

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000000354 / 100 = 0.000000354$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.04675 / 100 = 0.04675$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.04675	0.000000354

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источники загрязнения № 6105-61110 Площадки скважин № 61, № 63, № 64, № 65, № 66, № 67 (2023 г.)****Расчет выполнен на 1 источник**

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов от 29 июля 2011 года № 196-п

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.00949$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00949 / 3.6 = 0.002636$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 72.46 / 100 = 0.00191$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00191 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0602$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 26.8 / 100 = 0.000706$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02226$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.35 / 100 = 0.00000923$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000923 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000291$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000029$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000029 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000915$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000058$ Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000058 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000183$ Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час(таб.6.2), $Q = 0.000396$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(таб.6.2), $X = 0.05$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 72.46 / 100 = 0.00001594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000503$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 26.8 / 100 = 0.0000059$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000059 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000186$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000077$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000077 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000243$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001526$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/г</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00191	0.060703
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000706	0.022446
0602	Бензол (64)	0.00000923	0.00029343
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000029	0.000092263
0621	Метилбензол (349)	0.0000058	0.000184526

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ
ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ**

I вариант

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ на 2023 год.

Про- из- вод- ств- о	Ц- е- х	Источник выделения загрязняющих веществ		Числ- о часов работ- ы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбросов на карте- схеме	Высо- та источ- ника выбросов, м	Диаметр уст- р- у- б- ы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и меры применения по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коеф- фициент обеспеченности газоочисткой, %	Средне- эксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
		Наименование	Кол- иче- ство, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	4800	Печь подогрева ПП-0,63	0001	9,2	0,5	1,21	0,867	240	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,475	1029,507	8,22	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0772	167,322	1,335	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,1006	218,039	1,738	
																				0410	Метан (727*)	0,1006	218,039	1,738	
001		Тестовый сепаратор	1	8760	Тестовый сепаратор	6001	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00904		0,1905	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,003344		0,0705	
																				0602	Бензол (64)	0,0000436		0,00092	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000137		0,000289	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000274		0,000578	
001		Газовый скруббер	1	8760	Газовый скруббер	6002	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01255		0,2646	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00837		0,1764	
001		Дренажная емкость 8м3	1	8760	ДЕ 8м3	6003	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797		0,000256	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665		0,0000948	
																				0602	Бензол (64)	0,0000868		1,238E-06	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273		3,89E-07	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000546		7,78E-07	
001		Дренажная емкость 2м3	1	8760	ДЕ 2м3	6004	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797		0,000064	

																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,00665		0,0000237
																			0602	Бензол (64)	0,0000868		3,094E-07
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273		9,72E-08
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000546		1,945E-07
001	Площадка скважины №3	1	8760	Площадка скважины №3	6005	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00714		0,225503
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,00264		0,083486
																			0602	Бензол (64)	0,0000345		0,00109043
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,085E-05		0,00034276
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000217		0,00068553
001	Площадка скважины №5	1	8760	Площадка скважины №5	6006	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00714		0,225503
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,00264		0,083486
																			0602	Бензол (64)	0,0000345		0,00109043
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,085E-05		0,00034276
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000217		0,00068553
001	Площадка скважины №6	1	8760	Площадка скважины №6	6007	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00714		0,225503
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,00264		0,083486
																			0602	Бензол (64)	0,0000345		0,00109043
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,085E-05		0,00034276
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000217		0,00068553
001	Площадка скважины №7	1	8760	Площадка скважины №7	6008	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00714		0,225503
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,00264		0,083486
																			0602	Бензол (64)	0,0000345		0,00109043
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,085E-05		0,00034276
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000217		0,00068553
001	Площадка скважины №11	1	8760	Площадка скважины №11	6009	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00714		0,225503
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,00264		0,083486
																			0602	Бензол (64)	0,0000345		0,00109043
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,085E-05		0,00034276
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000217		0,00068553
001	Площадка скважины №21	1	8760	Площадка скважины №21	6010	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00714		0,225503
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,00264		0,083486

001	Площадка скважины №22	1	8760	Площадка скважины №22	6011	2				30	0	0	2	2					(1503*)			
																			0602	Бензол (64)	0,0000345	0,00109043
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,085E-05	0,00034276
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000217	0,00068553
001	Площадка скважины №22	1	8760	Площадка скважины №22	6011	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00714	0,225503
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00264	0,083486
																			0602	Бензол (64)	0,0000345	0,00109043
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,085E-05	0,00034276
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000217	0,00068553
001	Площадка скважины №23	1	8760	Площадка скважины №23	6012	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00714	0,225503
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00264	0,083486
																			0602	Бензол (64)	0,0000345	0,00109043
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,085E-05	0,00034276
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000217	0,00068553
001	Площадка скважины №24	1	8760	Площадка скважины №24	6013	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00714	0,225503
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00264	0,083486
																			0602	Бензол (64)	0,0000345	0,00109043
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,085E-05	0,00034276
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000217	0,00068553

І вариант

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ на 2025 год.

Про-из-вод-ств-о	Ц-е-х	Источник выделения загрязняющих веществ		Числ-о часов работ-ы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Годовая норма ПДВ
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2						г/с	мг/м3	т/год	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	4800	Печь подогрева ПП-0,63	0001	9,2	0,5	1,21	0,867	240	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,475	1029,507	8,22	2025
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0772	167,322	1,335	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,1006	218,039	1,738	
																				0410	Метан (727*)	0,1006	218,039	1,738	
001		Тестовый сепаратор	1	8760	Тестовый сепаратор	6001	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00904		0,285	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00334		0,1054	
																				0602	Бензол (64)	0,0000437		0,001377	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,373E-05		0,000433	
																				0621	Метилбензол (349)	2,743E-05		0,000865	
001		Газовый скруббер	1	8760	Газовый скруббер	6002	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01256		0,396	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00837		0,264	
001		Дренажная емкость 8м3	1	8760	ДЕ 8м3	6003	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797		0,000256	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665		0,0000948	
																				0602	Бензол (64)	0,0000868		1,238E-06	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273		3,89E-07	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000546		7,78E-07	
001		Дренажная емкость 2м3	1	8760	ДЕ 2м3	6004	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797		0,000064	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665		0,0000237	
																				0602	Бензол (64)	0,0000868		3,094E-07	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273		9,72E-08	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000546		1,945E-07	
001		Площадка скважины №3	1	8760	Площадка скважины №3	6005	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																				0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №5	1	8760	Площадка скважины №5	6006	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																				0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	

																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001		Площадка скважины №6	1	8760	Площадка скважины №6	6007	2					30	0	0	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001		Площадка скважины №7	1	8760	Площадка скважины №7	6008	2					30	0	0	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001		Площадка скважины №11	1	8760	Площадка скважины №11	6009	2					30	0	0	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001		Площадка скважины №21	1	8760	Площадка скважины №21	6010	2					30	0	0	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001		Площадка скважины №22	1	8760	Площадка скважины №22	6011	2					30	0	0	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001		Площадка скважины №23	1	8760	Площадка скважины №23	6012	2					30	0	0	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05

001	Площадка скважины №24	1	8760	Площадка скважины №24	6013	2				30	0	0	2	2				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
001	Площадка скважины №2	1	8760	Площадка скважины №2	6014	2				30	0	0	2	2				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
001	Площадка скважины №10	1	8760	Площадка скважины №10	6015	2				30	0	0	2	2				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05

II вариант (рекомендуемый)

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ на 2023 год.

Продовство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте - схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент эффективности газоочистки, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ	
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2						г/с	мг/м3	т/год		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	4800	Печь подогрева ПП-0,63	0001	9,2	0,5	1,21	0,867	240	0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,475	1029,507	8,22	2023	

																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0772	167,322	1,335	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,1006	218,039	1,738	
																			0410	Метан (727*)	0,1006	218,039	1,738	
001	Тестовый сепаратор	1	8760	Тестовый сепаратор	6001	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00904		0,285		
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00334		0,1054		
																		0602	Бензол (64)	0,0000437		0,001377		
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,373E-05		0,000433		
																		0621	Метилбензол (349)	2,743E-05		0,000865		
001	Газовый скруббер	1	8760	Газовый скруббер	6002	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01256		0,396		
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00837		0,264		
001	Дренажная емкость 8м3	1	8760	ДЕ 8м3	6003	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797		0,000256		
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665		0,0000948		
																		0602	Бензол (64)	0,0000868		1,238E-06		
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273		3,89E-07		
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000546		7,78E-07		
001	Дренажная емкость 2м3	1	8760	ДЕ 2м3	6004	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797		0,000064		
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665		0,0000237		
																		0602	Бензол (64)	0,0000868		3,094E-07		
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273		9,72E-08		
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000546		1,945E-07		
001	Площадка скважины №3	1	8760	Площадка скважины №3	6005	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703		
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446		
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343		
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05		
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453		
001	Площадка скважины №5	1	8760	Площадка скважины №5	6006	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703		
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446		
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343		
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05		
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453		

001	Площадка скважины №6	1	8760	Площадка скважины №6	6007	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №7	1	8760	Площадка скважины №7	6008	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №11	1	8760	Площадка скважины №11	6009	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №21	1	8760	Площадка скважины №21	6010	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №22	1	8760	Площадка скважины №22	6011	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №23	1	8760	Площадка скважины №23	6012	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №24	1	8760	Площадка скважины №24	6013	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703

																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №25	1	8760	Площадка скважины №24	6014	2					30	0	0	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №26	1	8760	Площадка скважины №24	6015	2					30	0	0	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №27	1	8760	Площадка скважины №24	6016	2					30	0	0	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №28	1	8760	Площадка скважины №24	6017	2					30	0	0	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	

II вариант (рекомендуемый)

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ на 2025 год.

Про	Ц	Источник выделения	Числ	Наименование	Номе	Вы	Диа	Параметры	Координаты источника на карте-схеме,м	Наи	Веще	Коэф	Сред	Код	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества	Год
-----	---	--------------------	------	--------------	------	----	-----	-----------	---------------------------------------	-----	------	------	------	-----	-----------------------	--------------------------------	-----

из-вод ств о	е х	загрязняющих веществ		о часов работ ы в году	источника выброса вредных веществ	р источ ника выбросов на карте - схеме	сот а ист очника выбросов, м	мет р уст ья тру бы, м	газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника		мено вани е газоочистных установок, тип и меро прия тия по сокращению выбросов	ство, по которому производится газоочистка	фи-циент обесп еченности газоочист кой, %	неэкс плуа тацио нная степе нь очист ки/ макс имальная степе нь очист ки, %	веще ства				дости - жени я ПДВ	
		Наименование	Кол иче ств о, шт.						Ско рость, м/с	Объе м смеси, м3/с	Тем пера тура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2						г/с	мг/нм3	т/год		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	4800	Печь подогрева ПП-0,63	0001	9,2	0,5	1,21	0,867	240	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,475	1029,507	8,22	2025
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0772	167,322	1,335	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,1006	218,039	1,738	
																				0410	Метан (727*)	0,0754	217,978	2,377	
001		Тестовый сепаратор	1	8760	Тестовый сепаратор	6001	2				30	623741	5172460	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00904		0,285	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00334		0,1054	
																				0602	Бензол (64)	0,0000437		0,001377	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,373E-05		0,000433	
																				0621	Метилбензол (349)	2,743E-05		0,000865	
001		Газовый скруббер	1	8760	Газовый скруббер	6002	2				30	623757	5172298	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01256		0,396	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00837		0,264	
001		Дренажная емкость 8м3	1	8760	ДЕ 8м3	6003	2				30	623469	5172362	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797		0,000256	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665		0,0000948	
																				0602	Бензол (64)	0,0000868		1,238E-06	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273		3,89E-07	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000546		7,78E-07	
001		Дренажная емкость 2м3	1	8760	ДЕ 2м3	6004	2				30	623573	5172361	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797		0,000064	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665		0,0000237	
																				0602	Бензол (64)	0,0000868		3,094E-07	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273		9,72E-08	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000546		1,945E-07	

001	Площадка скважины №3	1	8760	Площадка скважины №3	6005	2			30	624967	5172420	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №5	1	8760	Площадка скважины №5	6006	2			30	625138	5171780	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №6	1	8760	Площадка скважины №6	6007	2			30	624889	5172192	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №7	1	8760	Площадка скважины №7	6008	2			30	624762	5172374	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №11	1	8760	Площадка скважины №11	6009	2			30	625261	5173009	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №21	1	8760	Площадка скважины №21	6010	2			30	625364	5171677	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №22	1	8760	Площадка скважины №22	6011	2			30	624844	5172656	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343

																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001	Площадка скважины №23	1	8760	Площадка скважины №23	6012	2			30	624698	5172868	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703		
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446		
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343		
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05		
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453		
001	Площадка скважины №24	1	8760	Площадка скважины №24	6013	2			30	624969	5172941	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703		
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446		
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343		
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05		
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453		
001	Площадка скважины №25	1	8760	Площадка скважины №25	6014	2			30	624812	5171662	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703		
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446		
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343		
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05		
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453		
001	Площадка скважины №26	1	8760	Площадка скважины №26	6015	2			30	625250	5172062	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703		
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446		
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343		
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05		
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453		
001	Площадка скважины №27	1	8760	Площадка скважины №27	6016	2			30	625297	5172357	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703		
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446		
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343		
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05		
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453		
001	Площадка скважины №28	1	8760	Площадка скважины №28	6017	2			30	624329	5172924	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703		
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446		
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343		
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05		
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453		
001	Площадка скважины №29	1	8760	Площадка скважины №29	6018	2			30	624665	5173212	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703		

																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																				0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №2	1	8760	Площадка скважины №2	6019	2				30	615416	5173535	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																				0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №10	1	8760	Площадка скважины №10	6020	2				30	615452	5174022	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																				0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	

III вариант

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ на 2023 год.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ	
		Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с						Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2	г/с	мг/м3						т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	4800	Печь подогрева ПП-0,63	0001	9,2	0,5	1,21	0,867	240	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,475	1029,507	8,22	2023
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0772	167,322	1,335	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,1006	218,039	1,738	

001	Тестовый сепаратор	1	8760	Тестовый сепаратор	6001	2			30	0	0	2	2				0410	Метан (727*)	0,1006	218,039	1,738
																	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00904		0,285
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00334		0,1054
																	0602	Бензол (64)	0,0000437		0,001377
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,373E-05		0,000433
																	0621	Метилбензол (349)	2,743E-05		0,000865
001	Газовый скруббер	1	8760	Газовый скруббер	6002	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01256		0,396
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00837		0,264
001	Дренажная емкость 8м3	1	8760	ДЕ 8м3	6003	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797		0,000256
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665		0,0000948
																	0602	Бензол (64)	0,0000868		1,238E-06
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273		3,89E-07
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000546		7,78E-07
001	Дренажная емкость 2м3	1	8760	ДЕ 2м3	6004	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797		0,000064
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665		0,0000237
																	0602	Бензол (64)	0,0000868		3,094E-07
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273		9,72E-08
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000546		1,945E-07
001	Площадка скважины №3	1	8760	Площадка скважины №3	6005	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №5	1	8760	Площадка скважины №5	6006	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №6	1	8760	Площадка скважины №6	6007	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453

001	Площадка скважины №7	1	8760	Площадка скважины №7	6008	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №11	1	8760	Площадка скважины №11	6009	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №21	1	8760	Площадка скважины №21	6010	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №22	1	8760	Площадка скважины №22	6011	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №23	1	8760	Площадка скважины №23	6012	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №24	1	8760	Площадка скважины №24	6013	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №25	1	8760	Площадка скважины №24	6014	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343

																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №26	1	8760	Площадка скважины №24	6015	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																				0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №27	1	8760	Площадка скважины №24	6016	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																				0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	

III вариант

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ на 2025 год.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ	
		Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с						Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2	г/с	мг/м3						т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	4800	Печь подогрева ПП-0,63	0001	9,2	0,5	1,21	0,867	240	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,475	1029,507	8,22	2025
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0772	167,322	1,335	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,1006	218,039	1,738	
																				0410	Метан (727*)	0,1006	218,039	1,738	
001		Тестовый сепаратор	1	8760	Тестовый сепаратор	6001	2				30	623741	5172460	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00904		0,285	

																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №11	1	8760	Площадка скважины №11	6009	2			30	625261	5173009	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001	Площадка скважины №21	1	8760	Площадка скважины №21	6010	2			30	625364	5171677	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001	Площадка скважины №22	1	8760	Площадка скважины №22	6011	2			30	624844	5172656	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001	Площадка скважины №23	1	8760	Площадка скважины №23	6012	2			30	624698	5172868	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001	Площадка скважины №24	1	8760	Площадка скважины №24	6013	2			30	624969	5172941	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001	Площадка скважины №25	1	8760	Площадка скважины №24	6014	2			30	624812	5171662	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001	Площадка скважины №26	1	8760	Площадка скважины №24	6015	2			30	625250	5172062	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	

																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №27	1	8760	Площадка скважины №24	6016	2			30	625297	5172357	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №2	1	8760	Площадка скважины №24	6017	2			30	615416	5173535	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №10	1	8760	Площадка скважины №24	6018	2			30	615452	5174022	5	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	

ТОО «САУТС-ОЙЛ» (Южная часть)

Г вариант

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ на 2023 год.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ	
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м ³ /с	Температура смеси, °С	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/м ³	т/год		
																										г/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Свеча дренажной емкости	1	8760	Свеча ДЕ	0101	2	0,01	3	0,0002356	30	0	0								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797	84655,031	0,0004	2023
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665	31327,543	0,000148	
																					0602	Бензол (64)	0,0000868	408,907	1,932E-06	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273	128,608	6,07E-07	
																					0621	Метилбензол (349)	0,0000546	257,216	1,214E-06	
001		Печь подогрева ПП-0,63, №1	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0102	9,2	0,5	1,21	0,454	240	0	0								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,1306	540,558	4,12	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,02123	87,872	0,67	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0527	218,127	1,66	
																					0410	Метан (727*)	0,0527	218,127	1,66	
001		Печь подогрева ПП-0,63, №2	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0103	9,2	0,5	1,21	0,454	240	0	0								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,1306	540,558	4,12	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,02123	87,872	0,67	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0527	218,127	1,66	
																					0410	Метан (727*)	0,0527	218,127	1,66	
001		Дизельная электростанция	1	8760	ДЭС, 184 кВт	0104	2	0,1	35,82	0,6383572	177	0	0								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3925333	1013,591	10,15072	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0637867	164,709	1,649492	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0255556	65,989	0,63442	

																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0613333	158,374	1,58605
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3168889	818,263	8,24746
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	6,133E-07	0,002	1,7447E-05
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0061333	15,837	0,158605
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1482222	382,736	3,80652
001	Двухфазный сепаратор	1	8760	Двухфазный сепаратор	6101	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0088		0,1856
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00326		0,0687
																		0602	Бензол (64)	4,255E-05		0,000897
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,338E-05		0,000282
																		0621	Метилбензол (349)	2,675E-05		0,000564
001	Тестовый сепаратор	1	8760	Тестовый сепаратор	6102	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0088		0,1856
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00326		0,0687
																		0602	Бензол (64)	4,255E-05		0,000897
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,338E-05		0,000282
																		0621	Метилбензол (349)	2,675E-05		0,000564
001	Блок дозирования реагента №1	1	8760	БДР	6103	2				30	0	0	2	2				1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,04675		3,54E-07
001	Блок дозирования реагента №2	1	8760	БДР	6104	2				30	0	0	2	2				1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,04675		3,54E-07
001	Площадка скважины №61	1	8760	площадка скважины №61	6105	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453
001	Площадка скважины №63	1	8760	Площадка скважины №63	6106	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05

001	Площадка скважины №64	1	8760	Площадка скважины №64	6107	2				30	0	0	2	2				0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №65	1	8760	Площадка скважины №65	6108	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №66	1	8760	Площадка скважины №66	6109	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №67	1	8760	Площадка скважины №67	6110	2				30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453

II вариант (рекомендуемый)

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ на 2023 год.

Про-из-вод-ство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ	Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке	Координаты источника на карте-схеме, м		Наименование газоочистных установок, тип и мера	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой,	Среднеэксплуатационная степень очистки/макс	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества	Год достижения ПДВ
									точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
		Наименование	Кол иче ств о, шт.						Скорос ть, м/с	Объем смеси, м3/с	Тем пе- рату ра смес и, оС	X1	Y1	X2	Y2	прия тия по сокращени ю выбросов	а	%	имал ьная степе нь очист ки, %		г/с	мг/м3	т/год		
001		Свеча дренажной емкости	1	8760	Свеча ДЕ	0101	2	0,01	3	0,0002356	30	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797	84655,031	0,0004	2023
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665	31327,543	0,000148	
																				0602	Бензол (64)	0,0000868	408,907	1,932E-06	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273	128,608	6,07E-07	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000546	257,216	1,214E-06	
001		Печь подогрева ПП-0,63, №1	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0102	9,2	0,5	1,21	0,454	240	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,1306	540,558	4,12	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,02123	87,872	0,67	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0527	218,127	1,66	
																				0410	Метан (727*)	0,0527	218,127	1,66	
001		Печь подогрева ПП-0,63, №2	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0103	9,2	0,5	1,21	0,454	240	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,1306	540,558	4,12	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,02123	87,872	0,67	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0527	218,127	1,66	
																				0410	Метан (727*)	0,0527	218,127	1,66	
001		Дизельная электростанция	1	8760	ДЭС, 184 кВт	0104	2	0,1	35,82	0,6383572	177	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3925333	1013,591	10,15072	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0637867	164,709	1,649492	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0255556	65,989	0,63442	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0613333	158,374	1,58605	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3168889	818,263	8,24746	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	6,133E-07	0,002	1,7447E-05	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0061333	15,837	0,158605	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1482222	382,736	3,80652	

001	Двухфазный сепаратор	1	8760	Двухфазный сепаратор	6101	2			30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0088	0,1856	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00326	0,0687	
																		0602	Бензол (64)	4,255E-05	0,000897	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,338E-05	0,000282	
																		0621	Метилбензол (349)	2,675E-05	0,000564	
001	Тестовый сепаратор	1	8760	Тестовый сепаратор	6102	2			30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0088	0,1856	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00326	0,0687	
																		0602	Бензол (64)	4,255E-05	0,000897	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,338E-05	0,000282	
																		0621	Метилбензол (349)	2,675E-05	0,000564	
001	Блок дозирования реагента №1	1	8760	БДР	6103	2			30	0	0	2	2					1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,04675	3,54E-07	
001	Блок дозирования реагента №2	1	8760	БДР	6104	2			30	0	0	2	2						1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,04675	3,54E-07
001	Площадка скважины №61	1	8760	площадка скважины №61	6105	2			30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453	
001	Площадка скважины №63	1	8760	Площадка скважины №63	6106	2			30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453	
001	Площадка скважины №64	1	8760	Площадка скважины №64	6107	2			30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05	
																		0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453	
001	Площадка скважины №65	1	8760	Площадка скважины №65	6108	2			30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446	
																		0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343	

																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №66	1	8760	Площадка скважины №66	6109	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																				0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №67	1	8760	Площадка скважины №67	6110	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																				0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001		Площадка скважины №68	1	8760	Площадка скважины №67	6111	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																				0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	

III вариант

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ на 2023 год.

Про-из-вод-ство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мера притяжения по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент эффективности газоочистки, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ	
		Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с						Температура смеси, °C	X1	Y1	X2	Y2	г/с	мг/м3						т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26

001	Свеча дренажной емкости	1	8760	Свеча ДЕ	0101	2	0,01	3	0,0002356	30	0	0							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01797	84655,031	0,0004	2023
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00665	31327,543	0,000148	
																			0602	Бензол (64)	0,0000868	408,907	1,932E-06	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000273	128,608	6,07E-07	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000546	257,216	1,214E-06	
001	Печь подогрева ПП-0,63, №1	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0102	9,2	0,5	1,21	0,454	240	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,1306	540,558	4,12	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,02123	87,872	0,67	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0527	218,127	1,66	
																			0410	Метан (727*)	0,0527	218,127	1,66	
001	Печь подогрева ПП-0,63, №2	1	8760	Печь подогрева ПП-0,63	0103	9,2	0,5	1,21	0,454	240	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,1306	540,558	4,12	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,02123	87,872	0,67	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0527	218,127	1,66	
																			0410	Метан (727*)	0,0527	218,127	1,66	
001	Дизельная электростанция	1	8760	ДЭС, 184 кВт	0104	2	0,1	35,82	0,6383572	177	0	0							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3925333	1013,591	10,15072	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0637867	164,709	1,649492	
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0255556	65,989	0,63442	
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0613333	158,374	1,58605	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3168889	818,263	8,24746	
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	6,133E-07	0,002	1,7447E-05	
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0061333	15,837	0,158605	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1482222	382,736	3,80652	
001	Двухфазный сепаратор	1	8760	Двухфазный сепаратор	6101	2				30	0	0	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0088		0,1856	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00326		0,0687	
																			0602	Бензол (64)	4,255E-05		0,000897	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,338E-05		0,000282	
																			0621	Метилбензол (349)	2,675E-05		0,000564	

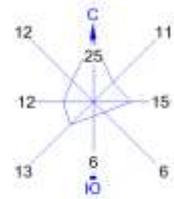
001	Тестовый сепаратор	1	8760	Тестовый сепаратор	6102	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0088	0,1856
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00326	0,0687
																	0602	Бензол (64)	4,255E-05	0,000897
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,338E-05	0,000282
																	0621	Метилбензол (349)	2,675E-05	0,000564
001	Блок дозирования реагента №1	1	8760	БДР	6103	2			30	0	0	2	2				1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,04675	3,54E-07
001	Блок дозирования реагента №2	1	8760	БДР	6104	2			30	0	0	2	2				1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,04675	3,54E-07
001	Площадка скважины №61	1	8760	площадка скважины №61	6105	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №63	1	8760	Площадка скважины №63	6106	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №64	1	8760	Площадка скважины №64	6107	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №65	1	8760	Площадка скважины №65	6108	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029	9,2263E-05
																	0621	Метилбензол (349)	0,0000058	0,00018453
001	Площадка скважины №66	1	8760	Площадка скважины №66	6109	2			30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191	0,060703
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706	0,022446
																	0602	Бензол (64)	9,23E-06	0,00029343

																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	
001	Площадка скважины №67	1	8760	Площадка скважины №67	6110	2					30	0	0	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00191		0,060703	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,000706		0,022446	
																			0602	Бензол (64)	9,23E-06		0,00029343	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000029		9,2263E-05	
																			0621	Метилбензол (349)	0,0000058		0,00018453	

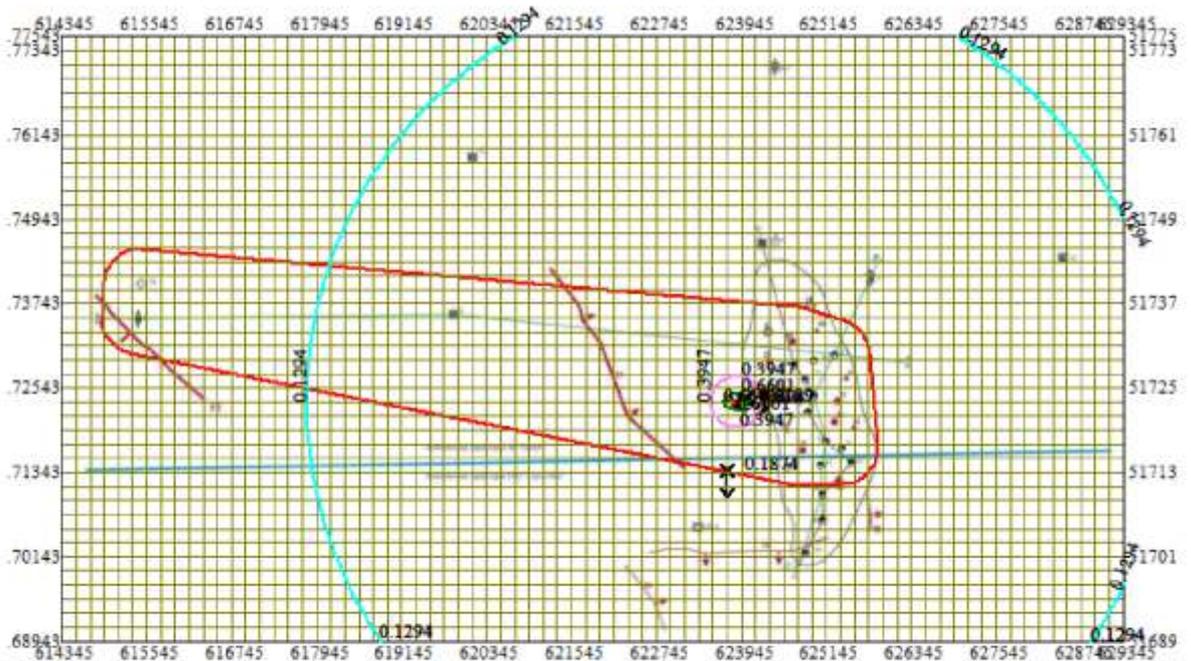
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (Северная часть)

II – рекомендуемый вариант, 2025 год

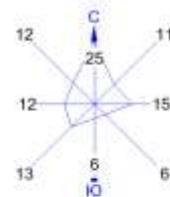


Город : 004 Кызылординская область
Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для АО "ПККР", 2 вариант РЕКОМ. 2025 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 4
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

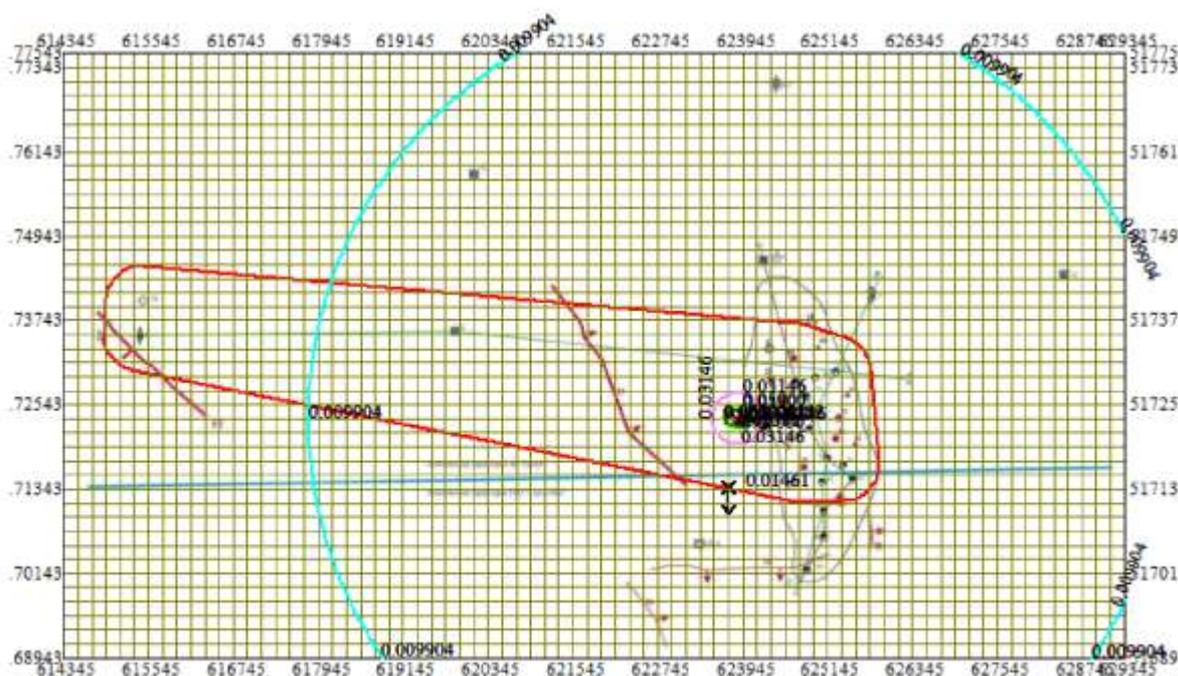


Условные обозначения:
□ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
↑ Максим. значение концентрации
— Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.8139474 ПДК достигается в точке $x=623945$ $y=5172343$.
При опасном направлении 275° и опасной скорости ветра 1.59 м/с.
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15000 м, высота 8600 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 76*44



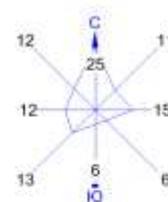
Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для АО "ПККР", 2 вариант РЕКОМ. 2025 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 4
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



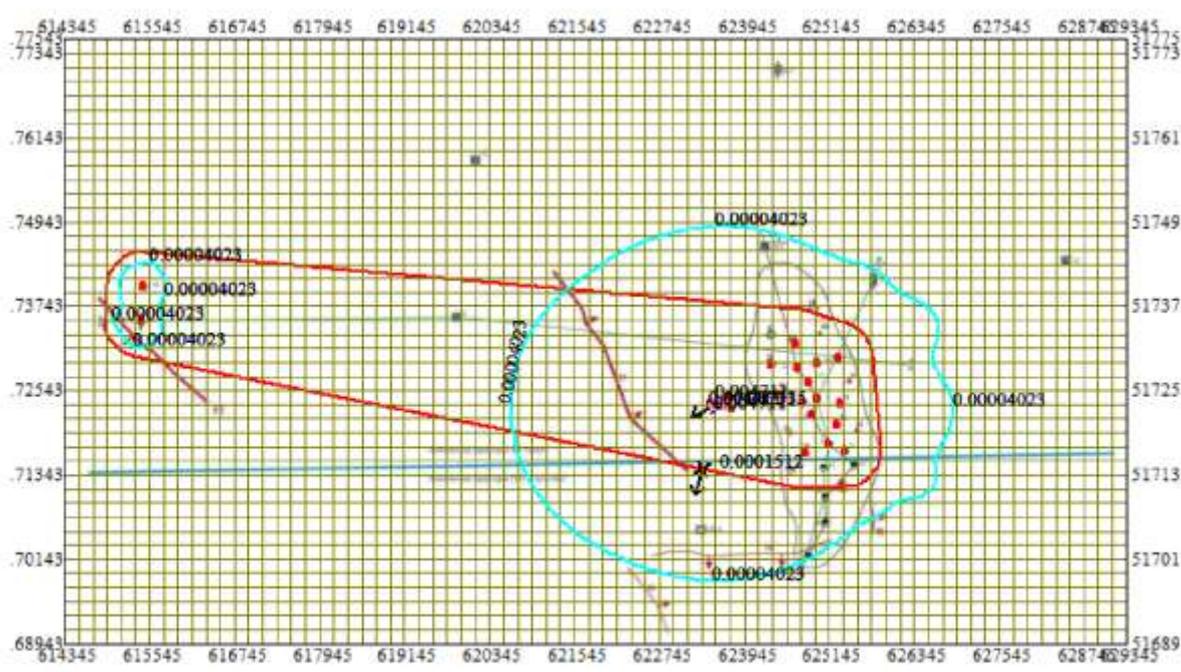
Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

0 844 2532м.
 Масштаб 1:84400

Макс концентрация 0.0655207 ПДК достигается в точке x= 623945 y= 5172343.
 При опасном направлении 275° и опасной скорости ветра 1.59 м/с.
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15000 м, высота 8600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 76*44



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для АО "ПККР", 2 вариант РЕКОМ. 2025 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 4
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)



Условные обозначения:
 [Red Box] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 ↑ Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

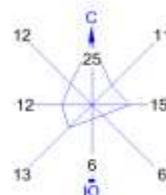


Макс концентрация 0.0073351 ПДК достигается в точке x= 623545 y= 5172343
 При опасном направлении 57° и опасной скорости ветра 0.66 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15000 м, высота 8800 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 75*44

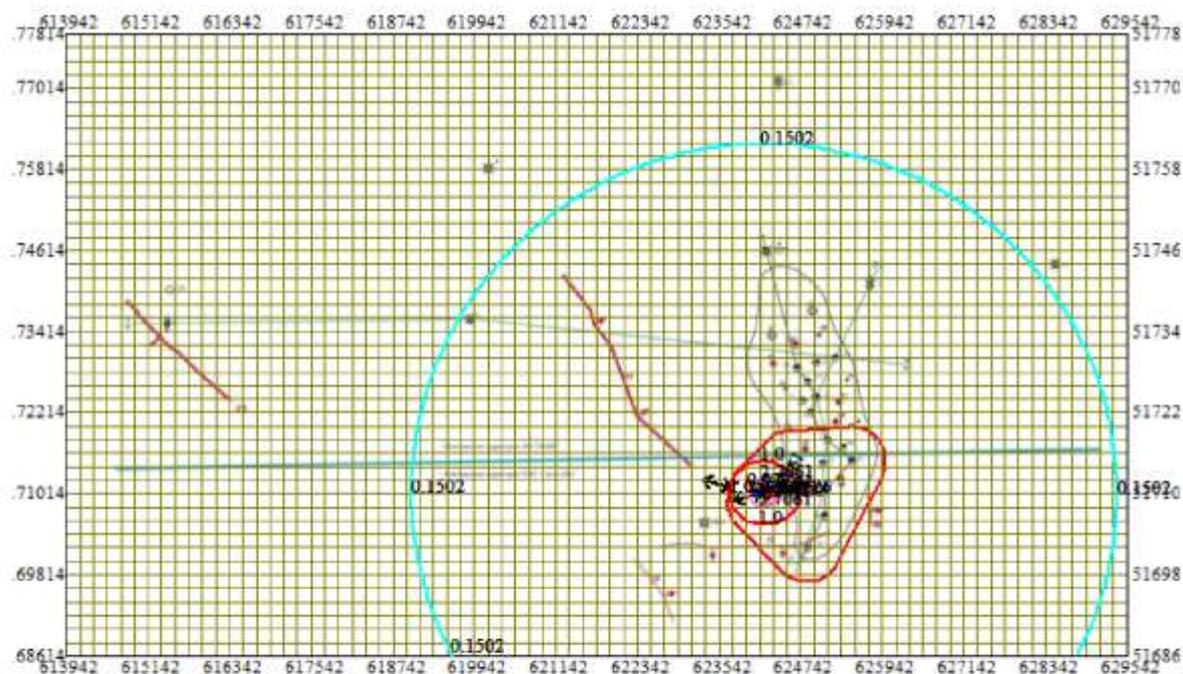


ТОО «САУТС-ОЙЛ» (Южная часть)

II – рекомендуемый вариант, 2022 год



Город : 004 Кызылординская область
Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

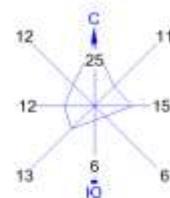


Условные обозначения:
[Red box] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
[Arrow] Максим. значение концентрации
[Line] Расч. прямоугольник N 01

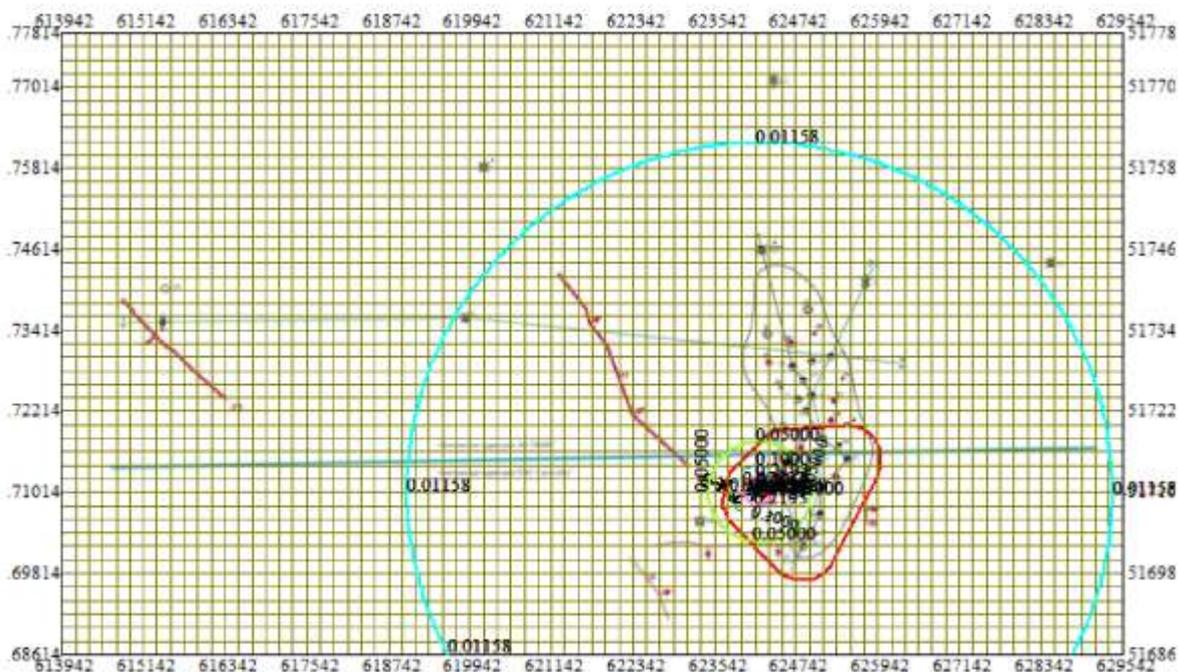
Изолинии в долях ПДК
— 0.1502 ПДК
— 1.0 ПДК
— 2.7061 ПДК
— 5.2621 ПДК
— 6.7956 ПДК

0 878 2634м.
Масштаб 1:87800

Макс концентрация 6.8125863 ПДК достигается в точке $x = 624142$, $y = 5171014$
При опасном направлении 75° и опасной скорости ветра 5.11 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79*47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

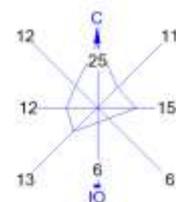


Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 † Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

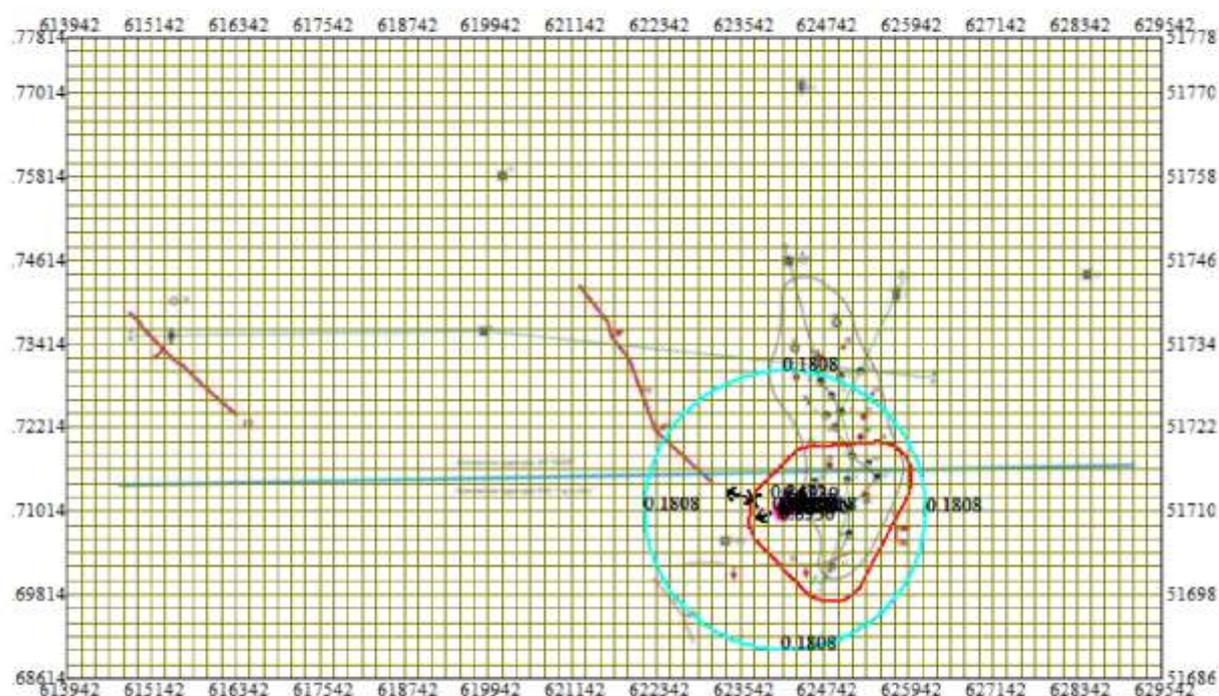
Изолинии в долях ПДК
 — 0.01158 ПДК
 — 0.05000 ПДК
 — 0.1000 ПДК
 — 0.2193 ПДК
 — 0.4269 ПДК
 — 0.5515 ПДК



Макс концентрация 0.552901 ПДК достигается в точке $x=624142$ $y=5171014$
 При опасном направлении 75° и опасной скорости ветра 5.11 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79*47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

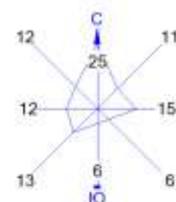


Условные обозначения:
 ■ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

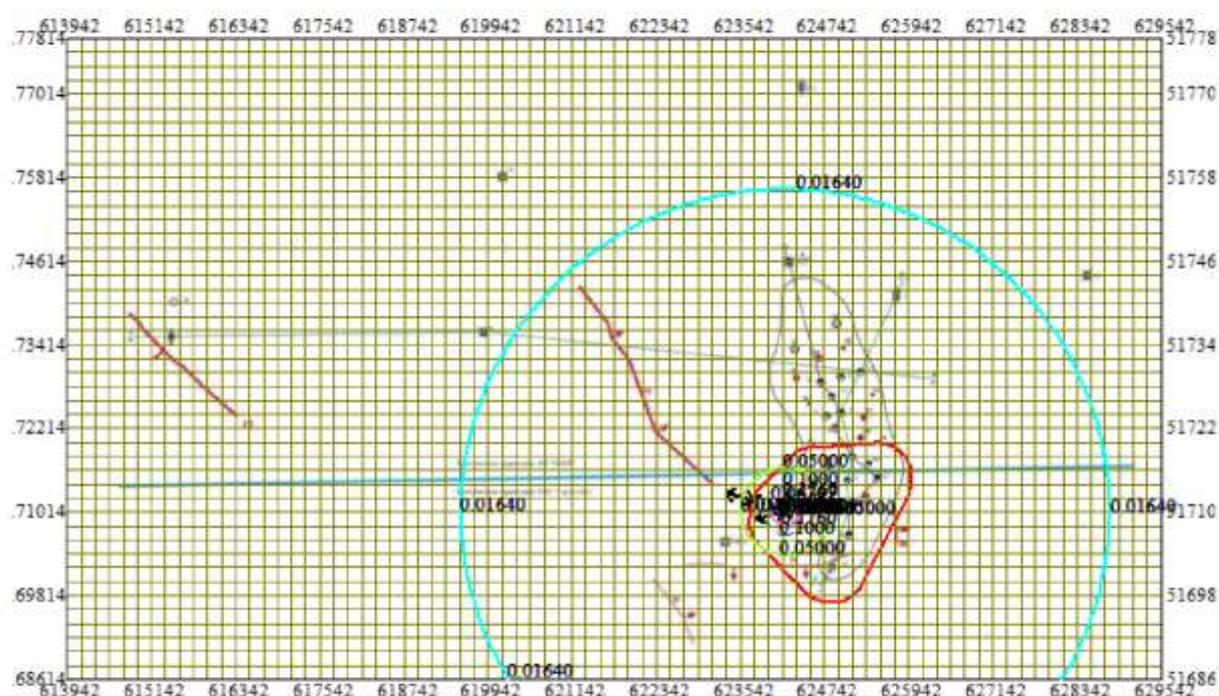
Изолинии в долях ПДК
 — 0.1808 ПДК
 — 0.6930 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.2051 ПДК
 — 1.5124 ПДК

0 878 2634м.
 Масштаб 1:87800

Макс концентрация 1.5158026 ПДК достигается в точке $x = 624142$ $y = 5171014$
 При опасном направлении 75° и опасной скорости ветра 6.1 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79×47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

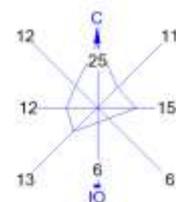


Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

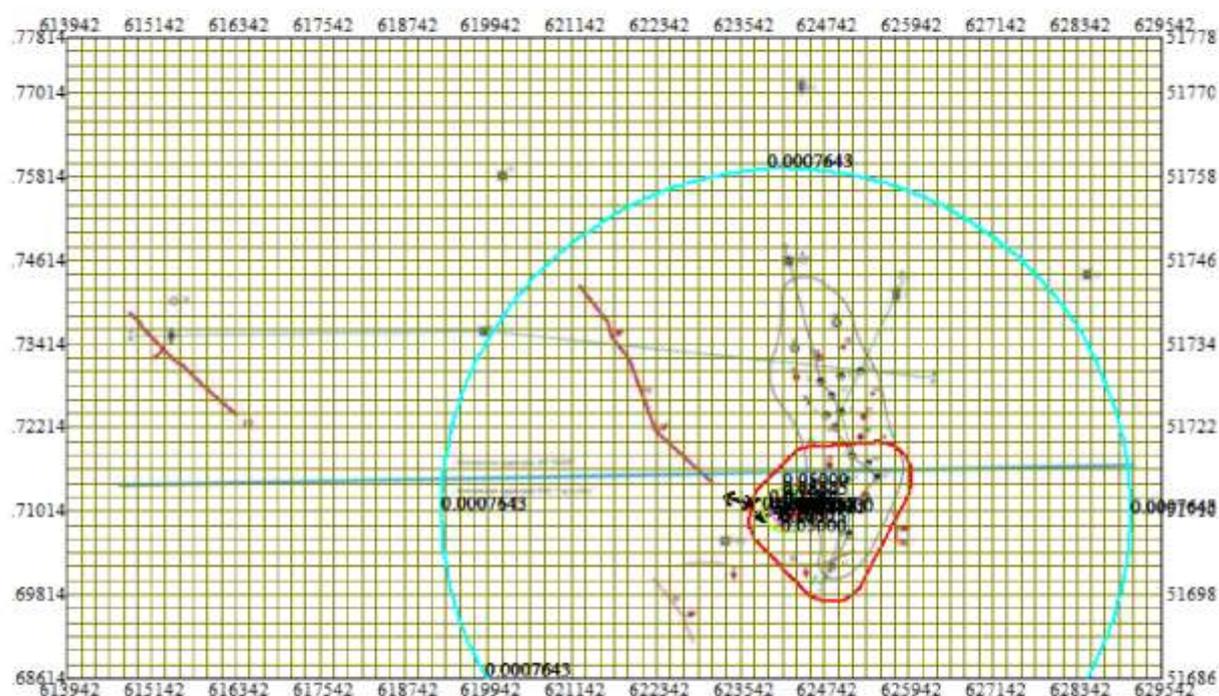
Изолинии в долях ПДК
 — 0.01640 ПДК
 — 0.05000 ПДК
 — 0.1000 ПДК
 — 0.1760 ПДК
 — 0.3356 ПДК
 — 0.4313 ПДК

0 878 2634м.
 Масштаб 1:87800

Макс концентрация 0.4323785 ПДК достигается в точке $x=624142$ $y=5171014$
 При опасном направлении 75° и опасной скорости ветра 5.12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79×47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

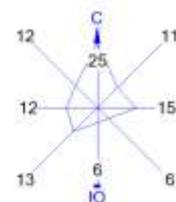


Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

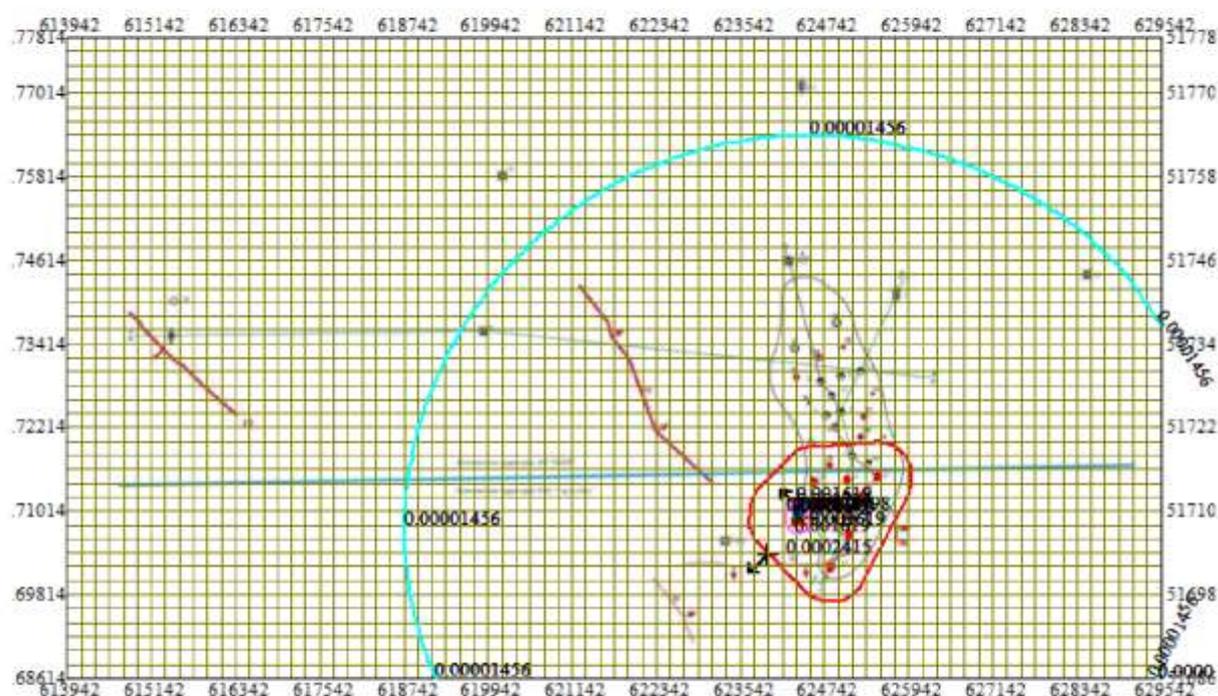
Изолинии в долях ПДК
 — 0.0007643 ПДК
 — 0.05000 ПДК
 — 0.08325 ПДК
 — 0.1000 ПДК
 — 0.1657 ПДК
 — 0.2152 ПДК

0 878 2634м.
 Масштаб 1:87800

Макс концентрация 0.2157826 ПДК достигается в точке $x = 624142$ $y = 5171014$
 При опасном направлении 75° и опасной скорости ветра 5.11 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79×47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

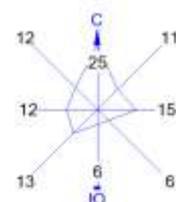


Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

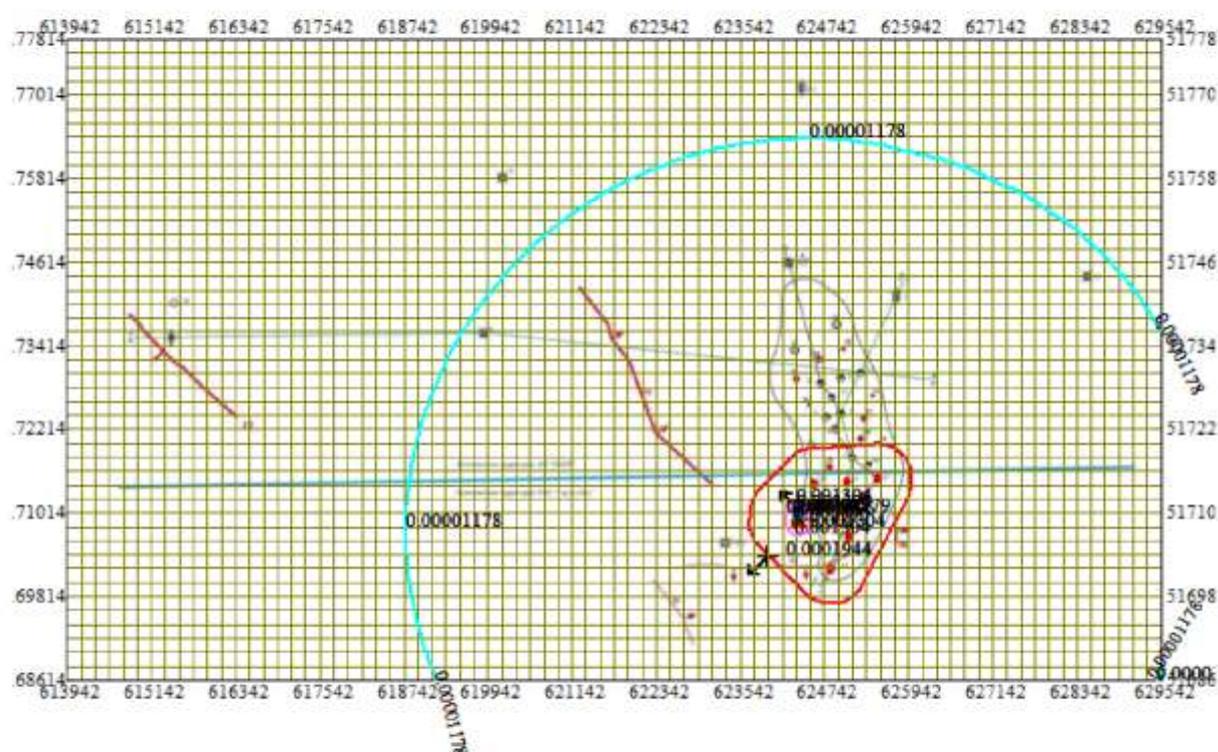
Изолинии в долях ПДК
 — 0.00001456 ПДК
 — 0.001619 ПДК
 — 0.003224 ПДК
 — 0.004187 ПДК

0 878 2634м.
 Масштаб 1:87800

Макс концентрация 0.0041979 ПДК достигается в точке $x=624342$ $y=5171014$
 При опасном направлении 144° и опасной скорости ветра 0.63 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79*47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0602 Бензол (64)

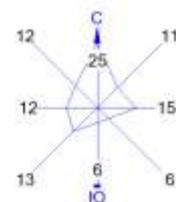


Условные обозначения:
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Red dot] Максим. значение концентрации
 [Red line] Расч. прямоугольник N 01

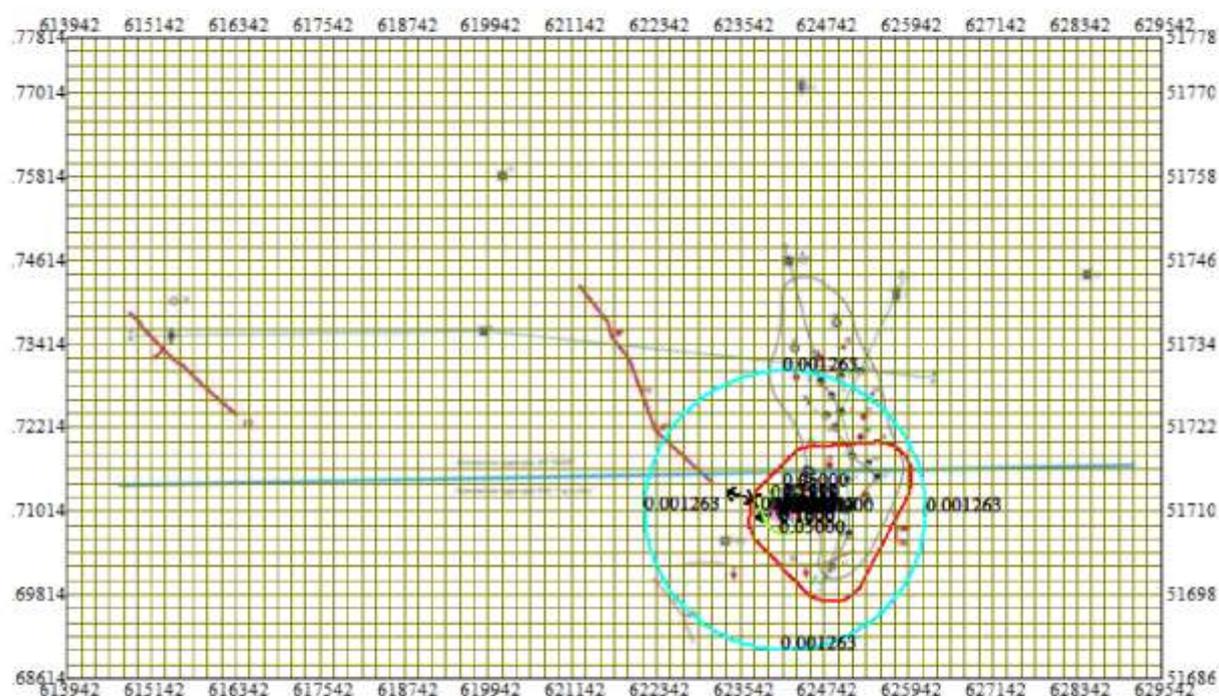
Изолинии в долях ПДК
 — 0.00001178 ПДК
 — 0.001304 ПДК
 — 0.002595 ПДК
 — 0.003371 ПДК

0 878 2634м.
 Масштаб 1:87800

Макс концентрация 0.0033791 ПДК достигается в точке $x=624342$ $y=5171014$
 При опасном направлении 144° и опасной скорости ветра 0.63 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79*47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

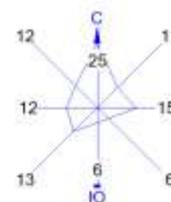


Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

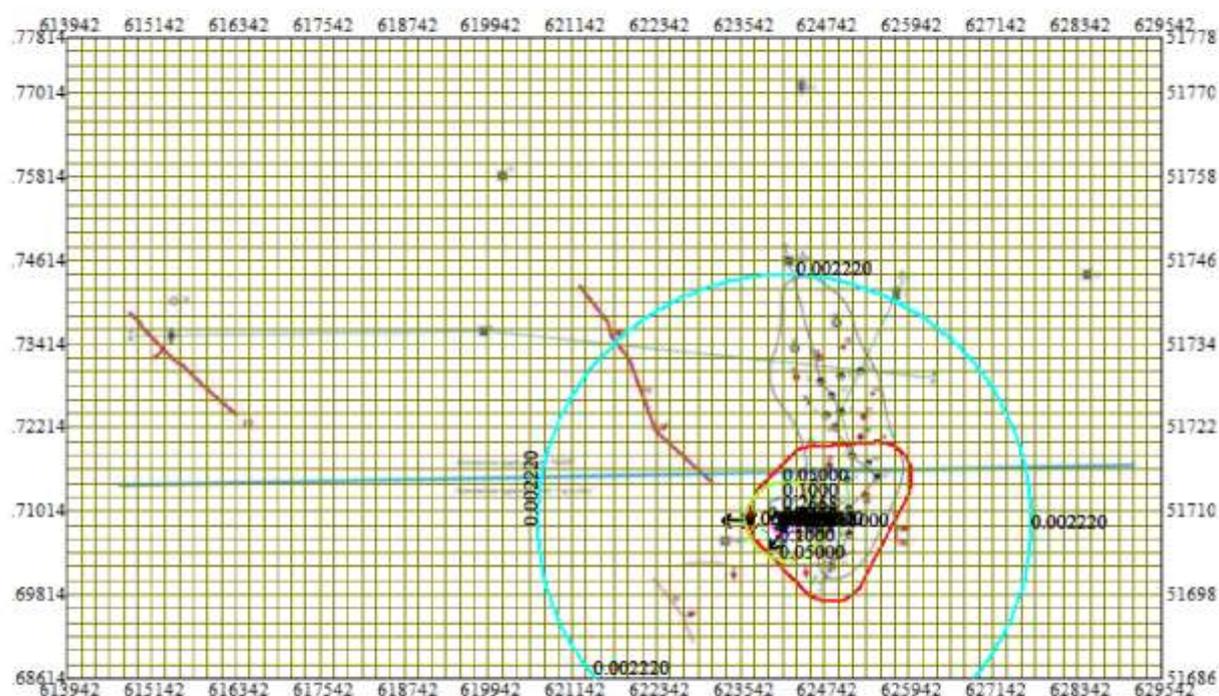
Изолинии в долях ПДК
 — 0.001263 ПДК
 — 0.05000 ПДК
 — 0.1000 ПДК
 — 0.1856 ПДК
 — 0.3700 ПДК
 — 0.4806 ПДК

0 878 2634м.
 Масштаб 1:87800

Макс концентрация 0.4818463 ПДК достигается в точке $x=624142$ $y=5171014$
 При опасном направлении 75° и опасной скорости ветра 6.1 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79×47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

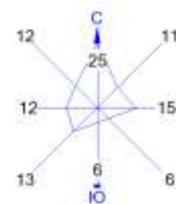


Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

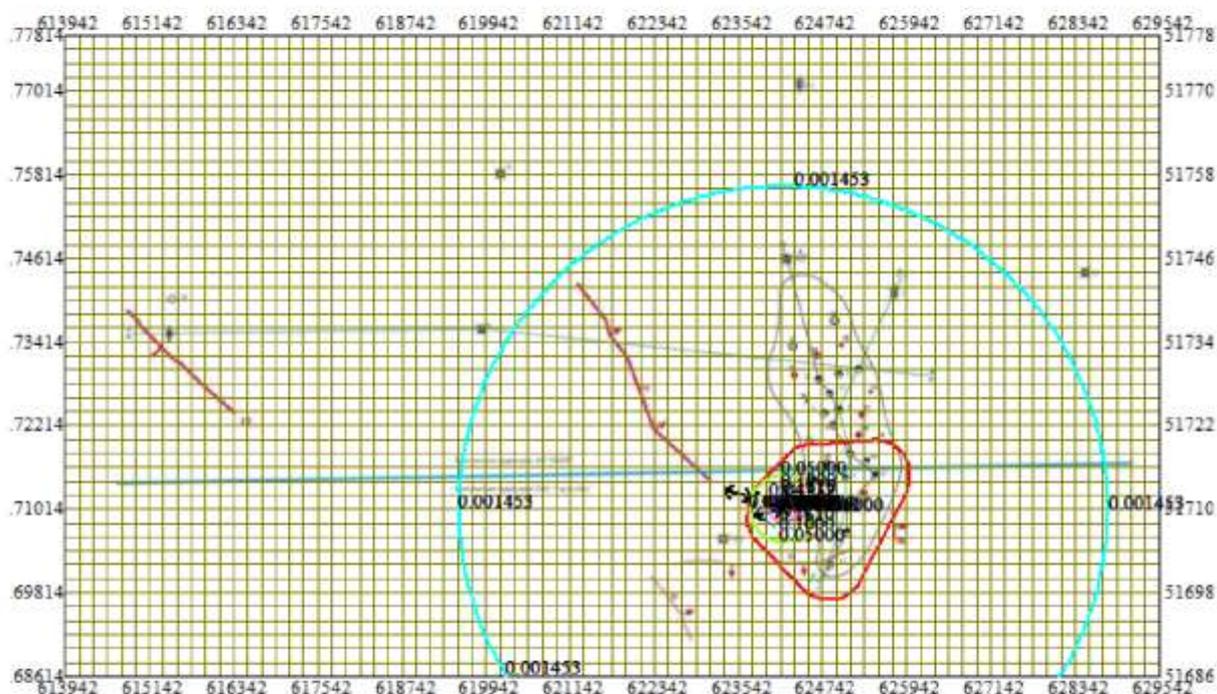
Изолинии в долях ПДК
 — 0.002220 ПДК
 — 0.05000 ПДК
 — 0.1000 ПДК
 — 0.2668 ПДК
 — 0.5313 ПДК
 — 0.6901 ПДК

0 878 2634м.
 Масштаб 1:87800

Макс концентрация 0.6918165 ПДК достигается в точке $x=624142$ $y=5170814$
 При опасном направлении 27° и опасной скорости ветра 0.95 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79×47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

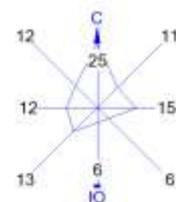


Условные обозначения:
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Black dot] Максим. значение концентрации
 [Red line] Расч. прямоугольник N 01

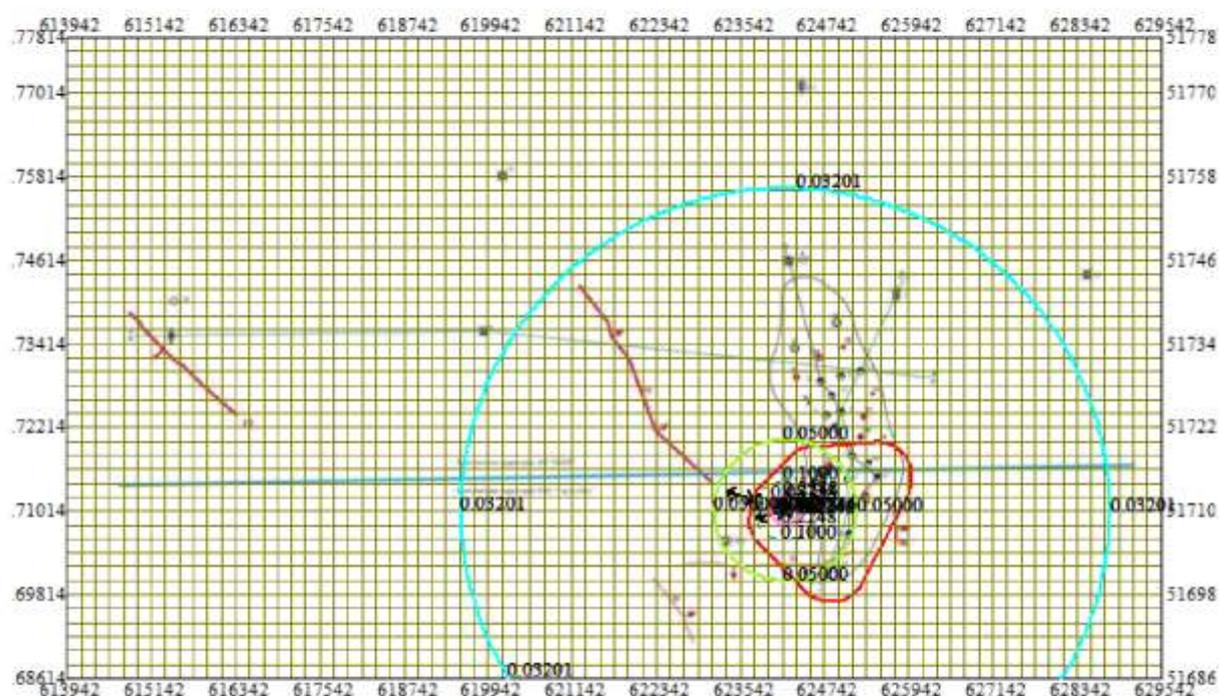
Изолинии в долях ПДК
 — 0.001453 ПДК
 — 0.05000 ПДК
 — 0.1000 ПДК
 — 0.1610 ПДК
 — 0.3206 ПДК
 — 0.4164 ПДК

0 878 2634м.
 Масштаб 1:87800

Макс концентрация 0.4174285 ПДК достигается в точке $x = 624142$ $y = 5171014$
 При опасном направлении 75° и опасной скорости ветра 5.12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79×47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

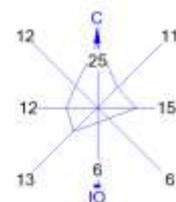


Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

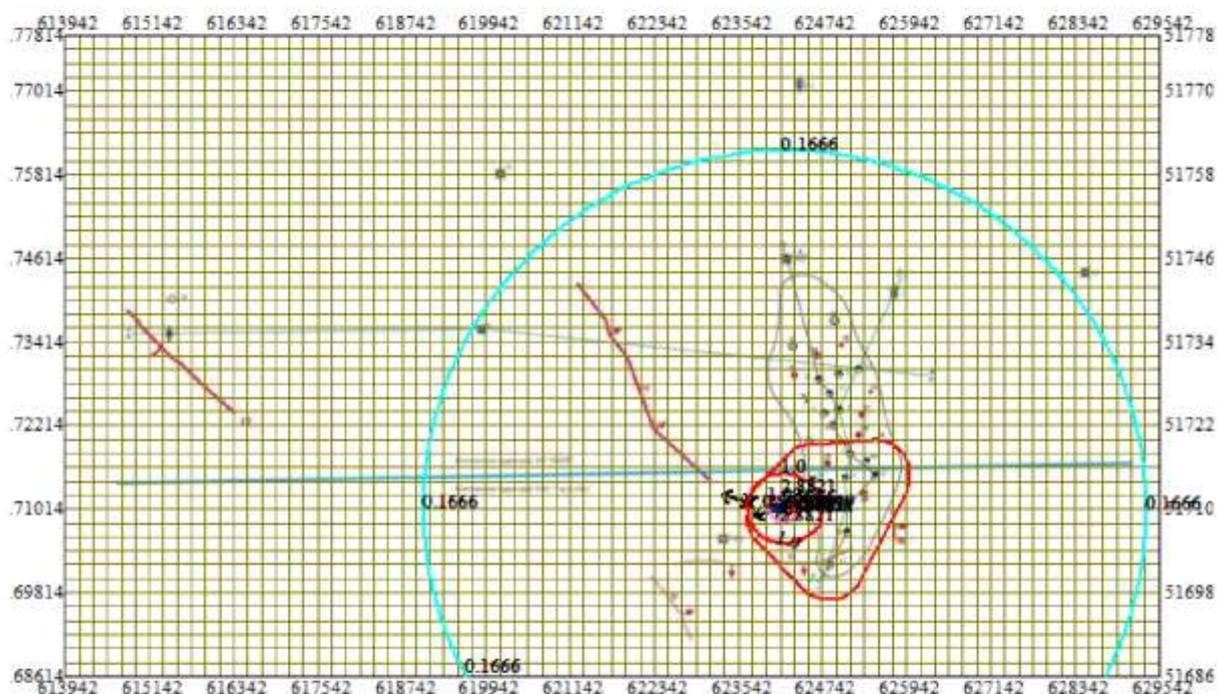
Изолинии в долях ПДК
 — 0.03201 ПДК
 — 0.05000 ПДК
 — 0.1000 ПДК
 — 0.2248 ПДК
 — 0.4177 ПДК
 — 0.5334 ПДК

0 878 2634м.
 Масштаб 1:87800

Макс концентрация 0.5346428 ПДК достигается в точке $x=624142$ $y=5171014$
 При опасном направлении 75° и опасной скорости ветра 5.12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79×47



Город : 004 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПредОВОС к ПР м/р Бухарсай. для ТОО "СО", 2 вариант РЕКОМ. 2022 год. РАСЧ.РАСС. Вар.№ 8
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 __31 0301+0330



Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.1666 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 2.8821 ПДК
 — 5.5976 ПДК
 — 7.2269 ПДК



Макс концентрация 7.2449303 ПДК достигается в точке $x=624142$ $y=5171014$
 При опасном направлении 75° и опасной скорости ветра 5.11 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15600 м, высота 9200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 79×47

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КОПИЯ ЛИЦЕНЗИИ

1 - 1

14009881



МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

12.07.2014 жылы

01678P

Берілді	<u>"Жобалау институты "OPTIMUM" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі</u> 130000, Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Ақтау Қ.Ә., Ақтау к., 3, № 3ДАНИЕ №23 үй., БСН: 000740000123 (заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)
Қызмет түрі	<u>Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету</u> («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)
Лицензия түрі	<u>басты</u>
Лицензия қолданылуының айрықша жағдайлары	(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-1бабына сәйкес)
Лицензиар	<u>Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті. Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.</u> (лицензиардың толық атауы)
Басшы (уәкілетті тұлға)	<u>ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ</u> (лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)
Берілген жер	<u>Астана қ.</u>